

POLITECHNIKA LUBELSKA

Wydział Elektrotechniki i Informatyki

Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń

**Optymalna regulacja napięcia w sieciach rozdzielczych
z generacją rozproszoną**

Rozprawa doktorska

Autor: mgr inż. Sylwester Adamek

Promotor: prof. dr hab. inż. **Piotr Kacejko**

Lublin 2010

Spis treści

Wykaz stosowanych oznaczeń.....	5
1 Układy generacji rozproszonej, podstawowe definicje i technologie	9
1.1 Definicja generacji rozproszonej.....	9
1.2 Aktualny stan rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce	11
1.3 Przegląd technologii stosowanych w generacji rozproszonej.....	12
1.3.1 Technologie wykorzystujące klasyczny układ z kotłem i turbiną parową.....	12
1.3.2 Technologie wykorzystujące układy z turbinami gazowymi	13
1.3.3 Technologie wykorzystujące układy z mikroturbinami gazowymi.....	14
1.3.4 Układy z silnikami o zapłonie samoczynnym bądź iskrowym	15
1.3.5 Układy z turbinami wiatrowymi.....	16
1.3.6 Układy z turbinami wodnymi.....	17
1.3.7 Układy z ogniwami fotowoltaicznymi	17
1.3.8 Układy z ogniwami paliwowymi	18
1.3.9 Podsumowanie przeglądu technologii źródeł energii stosowanych w energetyce rozproszonej.....	19
1.4 Ocena przewidywanej dynamiki rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce	19
2 Zakres i teza pracy.....	22
3 Regulacja napięcia w sieci rozdzielczej i ocena jej skuteczności	24
3.1 Ocena jakości napięcia na wybranym obszarze sieciowym.....	24
3.1.1 Uwagi wstępne	24
3.1.2 Odchylenia napięcia.....	27
3.1.3 Wskaźniki jakości i optymalizacja napięcia – teoria	28
3.1.4 Wskaźnik jakości napięcia przyjęty w rozprawie	33
3.1.5 Metody regulacji napięcia w sieciach rozdzielczych	34
3.2 Symulacja i ocena warunków napięciowych w sieci testowej.....	36
3.2.1 Sieć testowa do analiz obliczeniowych.....	36
3.2.2 Topologia sieci testowej	37
3.2.3 Obciążenia w węzłach sieci testowej.....	38
3.2.4 Generacja rozproszona w sieci testowej	39

3.2.5	Program PowerWorld	41
3.3	<i>Wpływ źródeł rozproszonych na jakość napięcia – wyniki eksperymentów obliczeniowych</i>	41
3.3.1	Wyznaczenie wskaźnika jakości napięcia dla sieci testowej	41
3.3.2	Ocena jakości napięcia w sieci testowej – wykorzystanie map kolorów	43
3.3.3	Podsumowanie analizy pracy źródeł rozproszonych w aspekcie planowania warunków napięciowych w sieci rozdzielczej	62
4	Oddziaływanie napięciowe źródeł energii elektrycznej na sieć rozdzielczą	65
4.1	<i>Podejście klasyczne – źródło pracujące na sieć „sztywną”</i>	65
4.2	<i>Specyfika pracy generatora małej mocy w sieci o dużej wartości rezystancji układu przesyłowego</i> 69	
4.3	<i>Praca źródła w rzeczywistej sieci rozdzielczej</i>	72
4.4	<i>Uproszczony model oddziaływania napięciowego pojedynczego źródła w sieci rozdzielczej SN</i> ...	77
5	Koncepcja regulacji napięcia w sieci SN z wykorzystaniem możliwości regulacyjnych jednostek generacji rozproszonej	79
5.1	<i>Założenia dla proponowanego układu regulacji nowego typu</i>	79
5.2	<i>Liniowy model rozgałęzionej, wielowęzłowej sieci średniego napięcia z generacją rozproszoną</i> ..	81
5.3	<i>Weryfikacja poprawności obliczeń napięć przy pomocy modelu liniowego w przykładowej sieciach testowej SN z generacją rozproszoną</i>	84
5.4	<i>Szacowanie napięć w węzłach odbiorczych oraz parametrów modelu sieci</i>	91
5.5	<i>Funkcja celu zadania optymalizacyjnego i metoda wyznaczenia optymalnych wartości sygnałów sterujących</i>	99
5.6	<i>Minimalizacja wskaźnika jakości napięcia</i>	100
5.6.1	Wybór metody optymalizacji	101
5.6.2	Opis narzędzia optymalizacyjnego Solver	103
6	Eksperymenty obliczeniowe – wyniki	105
6.1	<i>Uwagi wstępne</i>	105
6.2	<i>Program badań metody optymalizacji napięcia sieci rozdzielczej</i>	106
6.3	<i>Opracowanie wyników badań – uwagi metodyczne</i>	108
6.4	<i>Wyniki badań</i>	109
6.4.1	Wariant: bez generacji w źródłach rozproszonych	110

6.4.2	Wariant: generacja w trzech losowo rozmieszczonych w sieci źródłach rozproszonych o łącznej mocy 2,5 MW	119
6.4.3	Wariant: generacja w pięciu losowo rozmieszczonych w sieci o łącznej mocy 4,5 MW	128
6.5	Wnioski z przeprowadzonych badań	137
7	Uproszczenie i dekompozycja układu regulatora napięcia	140
7.1	Uwagi ogólne	140
7.2	Dekompozycja procesu optymalizacji.....	141
7.3	Wyniki testów dla suboptymalizacji „zdekomponowanej”	143
7.3.1	Wariant 1: duże obciążenie, duża generacja w źródłach rozproszonych	143
7.3.2	Wariant 2: małe obciążenie sieci, duża generacja w źródłach rozproszonych	145
7.3.3	Wariant 3: małe obciążenie sieci, mała generacja w źródłach rozproszonych	147
7.3.4	Wariant 4: średnie obciążenie sieci, mała generacja w źródłach rozproszonych	148
7.4	Podsumowanie wyników badań dla uproszczonej metody regulacji napięcia sieci SN	150
8	Podsumowanie.....	151
8.1	Możliwości praktycznego zastosowania proponowanego układu regulacji napięcia w sieci rozdzielczej z generacją rozproszoną	151
8.2	Osiągnięcia rozprawy	153
8.3	Kierunki dalszych prac	153
9	Literatura	155
9.1	Książki, artykuły, referaty konferencyjne, materiały firmowe	155
9.2	Wykaz prac z zakresu analizy sieci elektroenergetycznych które powstały przy współudziale autora rozprawy.....	160

Wykaz stosowanych oznaczeń

DG, EG – generacja rozproszona (ang.: *distributed, dispersed, decentralized, embedded generation*)

OZE – odnawialne źródła energii

TPA – zasada dostępu stron trzecich do sieci elektroenergetycznej (ang.: *Third Party Access*)

IRiESD – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

IRiESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

PGNiG – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

PSE Operator – Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A.

IEC – Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna (org. *International Electrotechnical Commission*)

WN – wysokie napięcie

SN – średnie napięcie

nn – niskie napięcie

URE – Urząd Regulacji Energetyki

GPZ – główny punkt zasilający sieć rozdzielczą SN

RS – stacja rozdzielcza

OSD – Operator Sieci Dystrybucyjnej

U – wartość skuteczna napięcia

U_N – napięcie znamionowe sieci lub odbiornika

δU – odchylenie napięcia w węźle

σ_U^2 – wariancja (odchylenie standardowe) z populacji

n – liczba próbek (węzłów)

U_i – wartość napięcia pojedynczej próby z populacji

$\bar{U}$ – wartość oczekiwana losowej próby z populacji

K_G – koszt strat ponoszonych przez odbiorców w związku z odchyleniem napięcia od wartości znamionowej

K_S – koszty strat mocy i energii w sieci

$K_{\Delta P}$ – koszt strat mocy

$K_{\Delta A}$ – koszt strat energii w sieci

δA – względna strata energii

ΔA – straty energii w sieci w okresie optymalizacji T

A – energia wprowadzona do sieci w okresie T

T – okres optymalizacji

τ – elementarny odcinek okresu optymalizacji T

- Z_D – zysk osiągnięty przez spółkę dystrybucyjną ze sprzedaży energii
 D_S – dochody osiągane ze sprzedaży energii elektrycznej
 K_Z – koszty zakupu mocy i energii
 K_C – koszty całkowite związane z dostarczaniem energii
 K_D – koszty spółki dystrybucyjnej związane z dostarczaniem energii
 K_U – koszt upustów udzielanych odbiorcom w związku z przekroczeniem dopuszczalnych odchyłeń napięcia
 wsk_U – wskaźnika jakości wartości skutecznych napięć w sieci
 k_i – współczynnik udziału obciążenia i – tego węzła w obciążeniu całej sieci,
 S_{Ti} – moc pozorna i – tej stacji SN/nn,
 U_o – wartość oczekiwana napięcia w węźle sieci
 U_Z – napięcie zasilające sieci
 ϑ_{Tr} – przekładnia transformatora
 $\text{tg}\varphi$ – współczynnik mocy obciążenia
 P_g – moc czynna generowana w źródle
 Q_g – moc bierna generowana w źródle
 U_g – napięcie w węźle przyłączenia źródła
 LWP – liczbą węzłów z przekroczeniami napięciowymi
 R_Z – rezystancja układu przesyłowego pomiędzy źródłem a siecią
 X_Z – reaktancja układu przesyłowego pomiędzy źródłem a siecią
 Z_Z – impedancja układu przesyłowego pomiędzy źródłem a siecią
 $\underline{Z}_Z$ – impedancja zespolona układu przesyłowego pomiędzy źródłem a siecią
 I – wartość skuteczna prądu
 μ – kąt impedancji układu przesyłowego pomiędzy źródłem a siecią
 δ_g – kąt pomiędzy fazorami napięcia generatora U_g i sieci U_Z
 δ_{U_g} – kąt fazora napięcia generatora U_g
 δ_{U_Z} – kąt fazora napięcia sieci U_Z
 P_{Ng} – znamionowa moc czynna generatora
 S_{Ng} – znamionowa moc pozorna generatora
j.w. – jednostka względna
[Z] – impedancja bazowa
AFL – oznaczenie przewodu linii napowietrznej w postaci linki stalowo – aluminiowej
 ΔU – spadek napięcia
 P_{gmin} – minimalna moc czynna generowana w źródle
 P_{gmax} – maksymalna moc czynna generowana w źródle
 ΔU_L – spadek napięcia w linii elektroenergetycznej

R_L	– rezystancja linii elektroenergetycznej
X_L	– reaktancja linii elektroenergetycznej
P_L	– moc czynna płynąca w linii elektroenergetycznej
Q_L	– moc bierna płynąca w linii elektroenergetycznej
P	– moc czynna odbierana
Q	– moc bierna odbierana
r_g	– współczynnik napięciowo – mocowy związany z generacją mocy czynnej ¹
x_g	– współczynnik napięciowo – mocowy związany z generacją mocy biernej
r	– współczynnik napięciowo – mocowy związany z poborem mocy czynnej
x	– współczynnik napięciowo – mocowy związany z poborem mocy biernej
$\mathbf{1}$	– macierz jednokolumnowa wypełniona jedynkami
$\mathbf{U}$	– wektor napięć węzłowych w rozpatrywanej sieci
$\mathbf{R}_g$	– macierz współczynników r_g
$\mathbf{P}_g$	– wektor mocy czynnych generowanych P_g w rozpatrywanej sieci
$\mathbf{X}_g$	– macierz współczynników x_g
$\mathbf{Q}_g$	– wektor mocy biernych generowanych Q_g w rozpatrywanej sieci
$\mathbf{R}$	– macierz współczynników r
$\mathbf{P}_L$	– wektor mocy czynnych odbieranych P w rozpatrywanej sieci
$\mathbf{X}$	– macierz współczynników x
$\mathbf{Q}_L$	– wektor mocy biernych odbieranych Q w rozpatrywanej sieci
R'	– rezystancja jednostkowa przewodu
X'	– reaktancja jednostkowa przewodu
P_{ObcL}	– moc czynna obciążenia linii magistralnej
Q_{ObcL}	– moc bierna obciążenia linii magistralnej
P_{PomL}	– moc czynna zmierzona na początku linii magistralnej
Q_{PomL}	– moc bierna zmierzona na początku linii magistralnej
P_{gL}	– moc czynna generowana w źródle DG przyłączonym do linii magistralnej
Q_{gL}	– moc bierna generowana w źródle DG przyłączonym do linii magistralnej
P_i	– moc czynna obciążenia i – tego węzła
Q_i	– moc bierna obciążenia i – tego węzła
k_{Pi}	– wsp. udziału obciążenia mocą czynną i – tego węzła w obciążeniu linii
k_{Qi}	– wsp. udziału obciążenia mocą bierną i – tego węzła w obciążeniu linii
$\text{tg}\varphi_{\text{ObcL}}$	– współczynnik mocy obciążenia linii
z_i	– współczynnik napięciowo – mocowy związany z obciążeniem węzła i impedancją linii
$f(\mathbf{x})$	– funkcja optymalizowana zmiennych $\mathbf{x}$

¹ wielkości określone jako współczynniki napięciowo-mocowe (wymiar [kV/kW]) zostały zdefiniowane i wprowadzone przez autora niniejszej rozprawy

$q^k(\delta)$ – aproksymacja kwadratowa funkcji f w punkcie $\mathbf{x}^k$

$\mathbf{x}$ – wektor argumentów funkcji aproksymowanej

δ – wektor przyrostów argumentów aproksymowanej funkcji

$\mathbf{d}$ – wektor współczynników minimalizujących aproksymację kwadratową funkcji

$\mathbf{G}$ – hesjan funkcji aproksymowanej

δ_{model} – błąd obliczeniowy uproszczonego modelu sieci

wsk_{Umodel} – wskaźnik jakości napięcia uzyskiwany przy pomocy modelu

wsk_{Usiec} – wskaźnik jakości napięcia uzyskiwany z programu do wyznaczania rozpliwów mocy

$\mathbf{w}_L^T$ – wektor transponowany sterowań dla źródeł pracujących w magistrali L

P_{Obc} – obciążenie sieci,

α_i – współczynnik równania wiążący moc bierną źródła i – tego z obciążeniem sieci,

β_{ij} – współczynnik równania wiążący moc bierną źródła i – tego z mocą czynną generowaną w źródle j – tym,

γ – współczynnik równania wiążący napięcie zasilania sieci z jej obciążeniem,

ι_i – współczynnik równania wiążący napięcie zasilania sieci z mocą czynną generowaną w i – tym źródle,

ν_i – współczynnik równania wiążący napięcie zasilania sieci z mocą bierną generowaną w i – tym źródle,

δ – stały współczynnik równania,

1 Układy generacji rozproszonej, podstawowe definicje i technologie

1.1 Definicja generacji rozproszonej

W literaturze podano wiele definicji generacji rozproszonej. Podaje się różne zakresy mocy źródeł rozproszonych i terminologię. Polski termin **generacja rozproszona**, nie mający raczej rozpowszechnionych synonimów, odpowiada kilku angielskim słowom kluczowym – *distributed, dispersed, decentralized, embedded generation (DG, EG)*. Wydaje się, że rozproszenie generacji energii elektrycznej polega na produkowaniu jej tam, gdzie sieć elektroenergetyczna nie była pierwotnie przewidywana do przyłączania elementów wytwórczych. Literatura, zarówno krajowa [34, 60] jak i zagraniczna [1, 31] zwraca uwagę na następujące właściwości generacji rozproszonej:

- moc znamionowa jednostek znacząco mniejsza od jednostek wytwórczych energetyki zawodowej,
- w znacznej części jest własnością prywatną, przy czym znaczna grupa osób fizycznych lub prawnych będących właścicielami obiektów generacji rozproszonej nie zajmowała się dotychczas komercyjną działalnością w energetyce,
- jednostki generacji rozproszonej nie podlegają centralnemu dysponowaniu,
- jednostki generacji rozproszonej są przyłączone do sieci rozdzielczych średniego i niskiego napięcia,
- jednostki te nie biorą aktywnego udziału w procesach regulacji częstotliwości i napięcia.

Technologia wytwarzania energii elektrycznej w źródłach rozproszonych bardzo często związana jest z energetyką odnawialną, choć rzecz jasna nie każdy obiekt energetyki odnawialnej jest kwalifikowany jako obiekt energetyki rozproszonej. Farmy wiatrowej o mocy 200 MW nie da się „rozproszyć” nawet w sieci 110 kV, a kompaktowa elektrociepłownia na gaz ziemny o mocy 500 kW, nie jest zaliczana do OZE, choć kwalifikowana jest do energetyki rozproszonej. Ta sama elektrociepłownia zasilana biogazem jest klasyfikowana zarówno jako OZE jak i źródło rozproszone.

Moc jednostek rozproszonych może wpływać na bilans mocy systemu elektroenergetycznego. Operator systemu musi wiedzieć, że 5%, 10% czy 15 % mocy pokrywającej zapotrzebowanie systemu pochodzi z jednostek DG (operowanie akronimem angielskim jest międzynarodowym standardem). Informacja ta jest istotna szczególnie dlatego, aby przewidzieć zachowanie się systemu w warunkach awaryjnych. Znany powszechnie fakt wrażliwości jednostek DG na warunki awaryjne systemu, wymusza na

operatorze konieczność zapewnienia odpowiednich rezerw mocy, tak aby wypadnięcie z pracy tych jednostek, nie pogłębiło negatywnych zjawisk towarzyszących stanowi awaryjnemu – [6, 14]. Zmiany zachodzące w strukturze wytwarzania, szczególnie z uwagi na ogromny rozwój energetyki wiatrowej w niektórych krajach Unii Europejskiej, stawiają przed energetyką zawodową i klasycznymi turbozespołami dodatkowe zadania związane z koniecznością reagowania na mniej przewidywalne zachowania jednostek energetyki odnawialnej.

W związku z wymaganiem wzrostu ilości energii elektrycznej otrzymywanej z OZE – ([15] i nowy pakiet klimatyczny „3x20” przegłosowany przez Parlament Europejski 17 grudnia 2008 roku) oraz z wysokosprawnymi źródłami kogeneracyjnymi – [16], korzyści ekonomiczne dla inwestorów i producentów DG będą stymulowały wzrost ich liczby w Polsce, a respektowanie zasady TPA i obowiązkowego zakupu energii – wzrost liczby jednostek przyłączonych do sieci. Czy będą to przyrosty porównywalne do obserwowanych w innych krajach Unii Europejskiej (np. w Niemczech, Danii, Hiszpanii)? Raczej nie, z uwagi na szereg ograniczeń (także kapitałowych) występujących w Polsce, ale nawet przyrost rzędu 100 – 200 jednostek rocznie byłby znaczący, a w rozumieniu operatorów sieci – kłopotliwy. Oczywiście dyskusja nad korzyściami dla środowiska naturalnego, wykracza poza zakres rozprawy.

Dzisiejsze możliwości techniczne w zakresie teletransmisji i informatyki pozwalają na względnie łatwą identyfikację poziomu mocy pochodzącej ze źródeł rozproszonych. Przewidywanie ich zachowania w systemie, wykorzystanie ich cech pozytywnych przy eliminacji oddziaływań negatywnych, wymaga jednak wciąż studiów i analiz. Jednolite wymagania wprowadzane przez dokument o nazwie **Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej** [29] są ważnym krokiem porządkującym, konieczne są jednak dalsze studia prowadzące do jeszcze lepszej współpracy źródeł rozproszonych z siecią i dążenie do tego by podejście do DG ulegało standaryzacji, a zachowania obiektów DG w różnych stanach pracy systemu były w pełni przewidywalne.

Prezentowana rozprawa stanowi krok ku rozwiązaniu poruszanej tematyki w warunkach krajowego systemu elektroenergetycznego, przy czym podstawowym przedmiotem badań był wpływ generacji rozproszonej na warunki napięciowe sieci średniego napięcia.

1.2 Aktualny stan rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce

Identyfikacja istniejących w Polsce źródeł energii odnawialnych, często utożsamianych z energetyką rozproszoną, jest możliwa, dzięki funkcjonowaniu systemu świadectw pochodzenia oraz koncesji. Dlatego też określenie tzw. „stanu wyjściowego” rozwoju energetyki rozproszonej w zakresie OZE wydaje się stosunkowo proste

- energetyka wodna – w latach 2007, 2008 i 2009 moc zainstalowana w koncesjonowanych instalacjach wynosiła odpowiednio 935 MW, 941 MW i 941 MW; pomimo znacznej mocy zainstalowanej należy zauważyć, że w większości są to obiekty istniejące od wielu lat; przyrosty roczne rzędu 10 instalacji i kilku megawatów trudno uznać za przejaw dużej dynamiki wzrostu;
- energetyka wiatrowa – w latach 2007, 2008 i 2009 moc zainstalowana w koncesjonowanych instalacjach wynosiła odpowiednio: 288 MW, 451 MW, 464 MW; dynamika wzrostu jest więc wyraźnie widoczna; według planów inwestycyjnych i aktywności na rynku perspektywy rozwojowe (poparte rozwiązaniami turbin dostosowanych do śródlądowych prędkości wiatrów i atrakcyjnym systemem rozliczania energii z wiatru) są bardzo duże; próbę oceny realnych możliwości rozwoju podjęto w kolejnym rozdziale;
- jednostki biogazowe – w latach 2007, 2008 i 2009 moc zainstalowana w koncesjonowanych instalacjach wynosiła odpowiednio 46 MW, 55 MW, 61 MW; głównie chodzi tu o jednostki zainstalowane przy oczyszczalniach ścieków i wysypiskach śmieci, słaby rozwój biogazowni wykorzystujących odpady z produkcji rolnej i docelową produkcję masy zielonej do zgazowania, potencjalnie największą rezerwę polskiej energetyki odnawialnej; program budowy biogazowni w każdej gminie do 2020 roku może bardzo znacząco zwiększyć liczbę tych obiektów, ale chyba nie aż tak bardzo jak oczekuje resort gospodarki (do 3000 MW);
- jednostki na biomasę – w latach 2007, 2008 i 2009 moc zainstalowana w koncesjonowanych instalacjach wynosiła odpowiednio 255 MW, 232 MW, 232 MW; znaczące moce uzyskano w przypadku instalacji ze współspalaniem węgla i biomasy; plany resortu gospodarki ograniczające premiovane świadectwami udziałowymi spalania biomasy do biomasy innej niż pozyskiwana z obszarów leśnych (po 2015 r.) należy uznać za bardzo trafne.

Informacje powyższe, w sposób skondensowany przedstawiono w poniższych tablicach.

Tablica 1.1 Moc zainstalowana koncesjonowanych instalacji OZE – stan na 29.04.2009 (zaczepnięto z [56])

Rodzaj źródła OZE	Moc zainstalowana [MW]		
	2007 r.	2008 r.	2009 r.
Elektrownie na biogaz	45,699	54,615	60,890
Elektrownie na biomasę	255,390	231,990	231,990
Elektrownie wiatrowe	287,909	451,090	463,830
Elektrownie wodne	934,779	940,576	940,826
Współspalanie	-	-	33 jednostki
Łącznie	1 523,777	1 678,271	1 697,536

Tablica 1.2 Moc zainstalowana instalacji OZE objętych promesami – stan na 29.04.2009 (zaczepnięto z [56])

Rodzaj źródła OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz	9,957	10
Elektrownie na biomasę	11,200	3
Elektrownie wiatrowe	1 663,155	56
Elektrownie wodne	0,175	4
Współspalanie	-	-
Łącznie	1 684,487	73

1.3 Przegląd technologii stosowanych w generacji rozproszonej

W ostatnich latach były rozwijane i można z pewnością powiedzieć, że ciągle będą badania nad różnorodnymi źródłami energii elektrycznej np. [10, 36, 45]. Prowadzone prace mają na celu opracowanie coraz bardziej efektywnych technologii przetwarzania dostępnych nośników energii na inne, użyteczne formy (energia elektryczna, energia cieplna). Dostrzeżony, zgubny wpływ starych technologii bazujących na paliwach kopalnych na środowisko spowodował zwiększenie nacisku na opracowywanie urządzeń bardziej przyjaznych środowisku naturalnemu.

Ze względu na temat pracy w dalszej części zostaną pokrótce omówione wyłącznie technologie pozwalające na wprowadzanie energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, z podkreśleniem tych ich cech, które warunkują współpracę, bądź stwarzają istotne problemy dla systemu elektroenergetycznego.

1.3.1 Technologie wykorzystujące klasyczny układ z kotłem i turbiną parową

Układy z kotłami, w których spalane jest paliwo stałe i produkowana jest para bądź ciepła woda użytkowa oraz energia elektryczna najczęściej zaliczane są do klasycznych układów wytwarzania energii [44] – nieefektywnych i nieekologicznych. Okazuje się jednak, że można je z powodzeniem stosować w wielu nowoczesnych instalacjach. Walory źródeł odnawialnych można uzyskać spalając biomasę (słoma, rośliny energetyczne, odpady drzewne), a szkodliwe oddziaływanie na środowisko można znacznie ograniczyć stosując metody odpylania i odsiarczania spalin oraz redukcję powstawania tlenków azotu. Z punktu widzenia sieci elektroenergetycznej układy takie są stosunkowo dobrze znane [5, 48, 49]. Przez lata pracowało i ciągle pracuje w naszym kraju wiele małych elektrowni w cukrowniach czy innych zakładach przemysłowych. Do produkcji energii elektrycznej najczęściej w większych jednostkach wykorzystuje się generatory synchroniczne, w mniejszych można stosować prostsze i tańsze generatory indukcyjne. W przypadku tych

pierwszych uzyskuje się możliwość płynnej regulacji produkcji mocy biernej, tak by sprostać wymaganiom operatorów sieci. W przypadku drugich, ze względu na pobór mocy biernej stosuje się układy do kompensacji mocy biernej.

Zagrożenia dla sieci elektroenergetycznej jakie mogą się pojawić to nagłe zmiany generowanej mocy czynnej (np awaryjne wyłączenie układu) i związane z nimi zmiany mocy biernej. Układy zasilania zakładów przemysłowych najczęściej były projektowane w taki sposób, że nie stwarzało to większych problemów dla sieci. Istotne problemy pojawiają się jednak przy okazji projektowania układów automatyki regulacyjnej i zabezpieczeniowej oraz ich koordynacji z układami zainstalowanymi po stronie spółki dystrybucyjnej. Problemem są tu najczęściej nowe układy, dostarczane przez producentów w komplecie z układami zabezpieczeniowymi bez możliwości ingerowania w ich strukturę i nastawienia. Okazuje się, że fabryczna konfiguracja zabezpieczeń jest taka, że stwarza istotne zagrożenie nieselektywnego działania i zbędnych wyłączeń przy krótkotrwałych zaburzeniach w sieci.

Problemy w przypadku nowych instalacji pojawiły się także ze względu na nieprzystosowanie sieci do przyłączenia określonego źródła w danym miejscu – czyli zmiany charakteru sieci z promieniowej, jednostronnie zasilanej na dwustronnie zasilaną, lub zasilaną w kilku punktach. Przyłączane układy stwarzają bardzo duże trudności przy koordynowaniu układów regulacji napięcia i mogą powodować przekroczenia określonych przepisami [73] zakresów napięć w węzłach.

Korzyści z wprowadzania tego typu źródeł to, oprócz przewidywanych gratyfikacji finansowych dla inwestora, także potencjalna możliwość poprawy jakości zasilania odbiorców (wartość napięcia, ograniczanie wyższych harmonicznych, ograniczanie zapadów napięcia czy nawet ograniczanie przerw w dostawie energii elektrycznej). Obecnie w sieciach dystrybucyjnych nie istnieje pojęcie „usług systemowych” więc wiele z tych potencjalnych możliwości w praktyce nie znajduje jeszcze zastosowania.

1.3.2 Technologie wykorzystujące układy z turbinami gazowymi

Układy z turbinami gazowymi są poniekąd podobne do układów z klasycznymi turbinami parowymi [44]. Pomija się jednak jeden stopień konwersji energii – czyli przemianę ciepła w parę wodną. Dzięki temu zyskuje się znaczną redukcję koniecznych do wykonania urządzeń cieplnych. W przypadku, gdy oprócz energii elektrycznej istnieje potrzeba produkcji energii cieplnej stosuje się kotły odzyskowe wykorzystujące ciepło zawarte w spalinach po ich przejściu przez turbinę gazową. Znaczną poprawę sprawności

przemiany energii chemicznej zawartej w paliwie w inne użyteczne formy energii można uzyskać stosując układy kombinowane gazowo – parowe z wykorzystaniem pozostałego ciepła do celów grzewczych. Energia elektryczna w przypadku turbin gazowych najczęściej jest produkowana w generatorach synchronicznych.

Podstawową zaletą w stosunku klasycznych układów z turbinami parowymi jest większa elastyczność układu i możliwość szybszego wejścia do pracy (nie ma urządzeń o dużych stałych czasowych nagrzewania).

Trudności przy wprowadzaniu układów z turbinami gazowymi ze względów elektrycznych to, podobnie jak w przypadku innych układów, problemy z niewystarczającą infrastrukturą sieciową, powodujące kłopoty z bezpiecznym wyprowadzeniem mocy z elektrowni, przy dotrzymaniu parametrów jakościowych napięcia oraz kłopoty z koordynacją pracy aparatury zabezpieczeniowej źródła i sieci.

Ewentualne cechy pozytywne to duża elastyczność i tym samym gotowość do uruchomienia interwencyjnego przy deficycie mocy czynnej. Elektrownie mogą brać aktywny udział w regulacji napięcia w węzłach sieci, z którą współpracują. W pewnych warunkach mogą również wpływać na ograniczenie strat mocy w sieci. Istnieje także możliwość przygotowania instalacji autonomicznej (do pracy wyspowej na wydzielone odbiory), z trybem regulacji częstotliwości i napięcia zamiast regulacji mocy czynnej i biernej.

1.3.3 Technologie wykorzystujące układy z mikroturbinami gazowymi

Mikroturbiny gazowe są turbinami gazowymi małej mocy o odmiennej zasadzie działania od klasycznych turbin gazowych [50]. Zarówno turbina jak i osadzona z nią na wspólnym wale sprężarka mają radialny przepływ czynnika roboczego (w klasycznych turbinach przepływ jest osiowy). Kolejna zasadnicza różnica wynika z faktu, że wał mikroturbiny wiruje z prędkością dochodzącą do 100 000 obr/min. Do produkcji energii elektrycznej stosowane są generatory z magnesami stałymi. Przy tak dużych obrotach uzyskuje się napięcie o wysokiej częstotliwości, które trafia do sieci przez układ przekształtnikowy ze stałoprądową częścią pośredniczącą. Sprzęgnięcie z publiczną siecią elektroenergetyczną jest realizowane za pomocą układu przekształtnikowego, najczęściej w pełni sterowalnego (o komutacji wewnętrznej) pozwalającego na elastyczną pracę układu i dopasowanie zarówno częstotliwości jak i napięcia do zadanych warunków. Układy sterowania i nadzoru umożliwiają współpracę większej liczby mikroturbin –

w takim przypadku w jednej z nich układ sterowania pełni rolę nadrzędną w stosunku do pozostałych.

Problemy jakie mogą powstać przy współpracy z siecią elektroenergetyczną wynikają z niedostosowania sieci rozdzielczych do zasilania w więcej niż jednym punkcie i, co jest z tym związane, problemów z działaniem automatyki regulacyjnej i zabezpieczeniowej. Ze względu na zastosowanie układów energoelektronicznych można także spodziewać się emisji do sieci wyższych harmonicznych prądu.

Zastosowanie w pełni sterowalnych układów energoelektronicznych pozwala na szerokie zmiany generowanej/pobieranej mocy biernej w zależności od potrzeb i tym samym na kompensowanie mocy biernej grupy odbiorców lub w niewielkich granicach także regulację napięcia węzłów. Układy takie mogą pracować autonomicznie ograniczając straty związane z brakiem zasilania odbiorników.

1.3.4 Układy z silnikami o zapłonie samoczynnym bądź iskrowym

Silniki tłokowe (o zapłonie samoczynnym lub iskrowym) znalazły bardzo szerokie zastosowanie do napędu generatorów pracujących indywidualnie – na wydzielone odbiory, często jako źródła zasilania rezerwowego [44]. Taka praca w wielu przypadkach nie pozwala jednak na optymalne wykorzystanie ich możliwości generacyjnych więc opracowano konstrukcje pozwalające na pracę równoległą z siecią elektroenergetyczną. W takim przypadku układ regulacji źródła z reguły jest przystosowany do pracy z regulacją mocy czynnej i biernej (współczynnika mocy) a nie częstotliwości i napięcia.

Dużą zaletą tych silników jest możliwość pracy na paliwach ciekłych jak i na różnorodnych paliwach gazowych (gaz ziemny, różnorodne gazy odpadowe, biogazy) [75]. Kolejną ważną cechą to duże możliwości produkcji ciepła pochodzącego z chłodzenia silnika oraz z odzysku ciepła zawartego w spalinach. Agregaty z silnikami spalinowymi mogą być wyposażane w generatory synchroniczne lub, w przypadku małych jednostek, indukcyjne.

Ze względu na współpracę z siecią należy zwrócić uwagę na takie zalety źródeł jak szybki rozruch i możliwość łatwego dopasowania generacji do potrzeb odbiorów. Agregaty z silnikami spalinowymi można łatwo przystosować do pracy na wydzieloną wyspę i tym samym ograniczyć straty związane z brakiem zasilania. Nie bez znaczenia jest również bogata oferta gotowych modułów agregatów pozwalająca na bardzo szybką realizację inwestycji.

Problemy jakie pojawiają się w czasie przyłączania do sieci to kłopoty z opanowaniem i regulacją napięć w węzłach odbiorczych oraz koordynacją układów automatyki zabezpieczeniowej.

1.3.5 Układy z turbinami wiatrowymi

Siłownie wiatrowe obecnie można zaliczyć do najczęściej wprowadzanych do sieci elektroenergetycznej źródeł wykorzystujących odnawialne zasoby energii [7, 23, 46]. Szczególnie popularne są one w Niemczech, Hiszpanii i Danii, aczkolwiek w ostatnich latach także w naszym kraju obserwuje się wielkie poruszenie wśród inwestorów. Na przestrzeni ostatnich lat firmy specjalizujące się w produkcji siłowni wiatrowych dokonały istotnego postępu w swoich konstrukcjach. Obecne siłownie charakteryzują się wysoką sprawnością i znacznie ograniczoną uciążliwością dla odbiorców zasilanych z węzłów sieci zlokalizowanych w pobliżu farm wiatrowych.

W siłowniach wiatrowych jako źródło energii elektrycznej stosuje się generatory indukcyjne dwustronnie zasilane lub generatory synchroniczne. Przyłączenie do sieci, kiedyś realizowane jako bezpośrednie, teraz jest realizowane przy pomocy układów energoelektronicznych. Nowoczesne konstrukcje przekształtników pozwalają na ograniczenie skutków migotania napięcia, skokowych zmian napięcia w czasie procesów łączeniowych oraz ograniczenie emisji wyższych harmoniczných do sieci. Zastosowanie zaawansowanych układów sterowania pozwala na regulację (ograniczenie) mocy siłowni wiatrowej, gdy jest to wymagane ze względu na warunki sieciowe oraz regulację w szerokich granicach mocy biernej.

Pomimo ciągłego postępu siłownie wiatrowe, czy nawet farmy wiatrowe, są bardzo kapryśnymi źródłami energii przyłączanymi do sieci elektroenergetycznej. Ich wpływ na jakość napięcia musi być sprawdzana już na etapie wydawania decyzji o przyłączeniu do sieci. Często musi być także monitorowana w czasie pracy farm wiatrowych. Największy jednak problem to znaczne ograniczenie możliwości przewidywania i kontroli mocy czynnej generowanej oraz jej duża zmienność w czasie. Jedyna możliwość regulacji polega na ograniczaniu mocy siłowni do wartości zadanej, jednak ze względów formalno – prawnych można to robić wyłącznie w sytuacjach, gdy jest to absolutnie konieczne ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci.

Tereny z dużą liczbą farm wiatrowych są szczególnie narażone na znaczne zaburzenia w bilansie mocy, gdy przechodzą fronty burzowe. Siłownie wiatrowe pracujące z dużą mocą mogą wówczas zostać nagle odstawione ze względu na przekroczenie dopuszczalnej

prędkości wiatru. Jest to dla spółek dystrybucyjnych skrajnie niekorzystne ze względu na bezpieczeństwo i stabilność systemu, gdyż muszą wówczas znaleźć sposób na zbilansowanie mocy dostarczanej z pobieraną. Jest to również bardzo niekorzystna sytuacja z ekonomicznego punktu widzenia, gdyż energia interwencyjna jest znacznie droższa od kupowanej planowo.

Szukając pozytywnych cech siłowni wiatrowych w odniesieniu do pracy sieci elektroenergetycznej można zauważyć ich wsparcie dla sieci na terenach peryferyjnych, jednak ze względu na opisane powyżej niekorzystne cechy nie mogą one stanowić podstawy zapewnienia dostaw energii.

1.3.6 Układy z turbinami wodnymi

Energetyka wodna pojawia się obecnie głównie pod postacią małej energetyki [44, 45]. Zabudowywane są istniejące jazy i piętrzenia lub remontowane istniejące, czasem zdewastowane od lat elektrownie. Inwestorzy decydują się także na rozbudowę istniejących elektrowni dodając nowe jednostki wytwórcze. Budowa nowych elektrowni ze względu na bardzo duże koszty terenu i prac hydrotechnicznych praktycznie nie jest obserwowana.

Elektrownie wodne posiadają najczęściej wolnobieżne turbiny wodne, dlatego są sprzęgane z wielobiegunowymi generatorami. W przypadku instalacji małych mocy spotykane są układy z przekładniami i generatorami indukcyjnymi. Tradycyjne układy z maszynami synchronicznymi lub asynchronicznymi nie stanowią z reguły zagrożenia dla sieci elektroenergetycznej. Należy jednak dążyć do stosowania nowoczesnych układów regulacji i zabezpieczeń, szczególnie zapobiegających ich niekontrolowanej pracy wyspowej.

1.3.7 Układy z ogniwami fotowoltaicznymi

Ogniwa fotowoltaiczne ze względu na ceny jednostkowe nie były dotychczas w znaczący sposób wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej [44, 45]. Zastosowanie ogranicza się praktycznie do zasilania drobnych urządzeń oraz sygnalizacji ulicznej, niezależnej od sieci elektroenergetycznej. Trwają prace zmierzające do zmniejszenia kosztów budowy ogniw fotowoltaicznych oraz do zwiększenia ich efektywności. Niewykluczone, że w przyszłości doprowadzi to do udostępnienia technologii pozwalających ze względów ekonomicznych na stosowanie ogniw fotowoltaicznych w budynkach mieszkalnych czy użyteczności publicznej.

Ze względu na wytwarzanie energii elektrycznej o napięciu stałym, źródła te będą potrzebowały przekształtników energoelektronicznych by współpracować z siecią elektroenergetyczną. Znaczna zmienność generacji w zależności od oświetlenia ogniwa pozwala przypuszczać, że wskazana byłaby także ich współpraca z układami magazynującymi energię elektryczną. W przypadku instalacji autonomicznych jest to wręcz warunek konieczny ich pracy.

Problemy, które mogą się pojawić przy współpracy tych źródeł z siecią elektroenergetyczną to wprowadzanie zakłóceń wyższymi harmonicznymi, zmienność generacji oraz komplikacje przy pracy układów zabezpieczeniowych. Ze względu na niewielkie moce źródeł i przyłączanie ich do sieci niskiego napięcia mogą pojawiać się zagrożenia napięciami dotykowymi na obudowach urządzeń, gdyż harmoniczne kolejności zerowej będą przepływały przewodem ochronno – neutralnym.

1.3.8 Układy z ogniwami paliwowymi

Technologia ogniw paliwowych jest obecnie dynamicznie rozwijana w zakresie szerszego upowszechnienia w zastosowaniach komercyjnych [44, 51]. Główne cele skupiają się na zmniejszeniu kosztów i poprawie efektywności ekonomicznej inwestycji oraz upowszechnieniu technologii ogniw pracujących na gazie ziemnym zamiast pierwotnie stosowanego wodoru.

Z punktu widzenia sieci elektroenergetycznej ogniwa paliwowe są źródłami prądu stałego i, w związku z tym, wymagają układów energoelektronicznych do współpracy z tą siecią. Ich cechą pozytywną jest cicha i nieszkodliwa dla środowiska naturalnego praca. Mogą więc być instalowane w pobliżu miejsc przebywania ludzi bez obaw o szkodliwe oddziaływanie. Pozwala to ograniczać nakłady związane z ewentualną rozbudową sieci elektroenergetycznej. Produkcja ciepła w ogniwach paliwowych pozwala przypuszczać, że w przyszłości znajdą one zastosowanie w budynkach użyteczności publicznej.

Prawdopodobne trudności we współpracy pomiędzy źródłami z ogniwami paliwowymi a siecią elektroenergetyczną to emisja wyższych harmonicznymi, oddziaływanie napięciowe, konieczność rezerwowania ich mocy na wypadek wyłączeń. Szczególnej uwagi wymaga problem układów automatyki regulacyjnej i zabezpieczeniowej oraz ich koordynacji z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci.

1.3.9 Podsumowanie przeglądu technologii źródeł energii stosowanych w energetyce rozproszonej

W energetyce rozproszonej istnieje obecnie możliwość stosowania bardzo wielu różnorodnych rozwiązań. Każdorazowo o wyborze technologii będą decydowali na podstawie lokalnych warunków, możliwości i przede wszystkim rachunku ekonomicznego sami inwestorzy. Wpływ na decyzję mogą mieć także uwarunkowania prawne preferujące pewne gałęzie energetyki, np. energetyki bazującej na źródłach odnawialnych. W przypadku źródeł przyłączanych do sieci rozdzielczej duże znaczenie będzie miała zgoda operatora sieci dystrybucyjnej i ewentualne warunki przyłączenia. OSD jest zobligowany do zapewnienia niezawodnej pracy swojej sieci przy zachowaniu wymaganych przepisami [73] parametrów jakościowych energii. W związku z tym może on nie wyrazić zgody na przyłączenie źródeł niespokojnych, wprowadzających do sieci zbyt duże zakłócenia lub wydać warunki przyłączenia zawierające wymagania odnośnie przebudowy istniejącej sieci tak kosztowne, że inwestycja nie będzie opłacalna dla inwestora.

1.4 Ocena przewidywanej dynamiki rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce

Przewidywane dalsze zmiany w ustawie Prawo energetyczne i innych przepisach związanych z dostosowaniem energetyki krajowej do wymagań Unii Europejskiej wyrażanych w kolejnych dyrektywach związanych z energią odnawialną i ograniczeniami emisji CO₂ najprawdopodobniej zapalą w Polsce w pełni zielone światło dla rozwoju rozproszonych układów wytwarzania energii elektrycznej. Najbardziej wyraźne będzie ono dla źródeł o mocy elektrycznej do 1 MW, ale zauważalne także dla jednostek o mocy wyższej – rzędu kilku, kilkunastu, czy nawet kilkudziesięciu megawatów. Czy wystarczy to do pokonania różnego rodzaju barier obserwowanych w naszym kraju – kapitałowych, formalnoprawnych, infrastrukturalnych, i czy wyzwoli lawinę rozwoju DG – w to autor rozprawy wątpi. Przyrost liczby źródeł będzie jednak wyraźny.

W obowiązującym od 14 sierpnia 2008 r. rozporządzeniu [72], Ministerstwo Gospodarki wyznaczyło poziomy obowiązków sprzedaży energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na rok 2009 w wysokości 8,7%, na rok 2010 – 10,4 %. Zgodnie z owym rozporządzeniem udział ten ma wzrastać do poziomu 12,9 % w 2017 roku. Udana wdrożenie systemu świadectw pochodzenia dla zielonej energii stało się podstawą do budowy innych systemów wsparcia – np. energii produkowanej w kogeneracji.

Sytuacja, w której system „zielonych” świadectw pochodzenia zapewnia opłacalność produkcji energii elektrycznej w siłowniach wiatrowych, wodnych i biogazowych, a system „czerwonych” i „żółtych”² świadectw pochodzenia zapewnia opłacalność produkcji energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnych układach kogeneracyjnych, których paliwem jest gaz ziemny, może spowodować znaczący wzrost zainteresowania różnych podmiotów gospodarczych (tych związanych obecnie z energetyką i tych całkowicie spoza niej) nowymi inwestycjami w jednostki małej mocy. Dodatkowym argumentem za takim scenariuszem rozwoju rynku kogeneracji jest względnie niska cena układów gazowych, krótki czas realizacji inwestycji i wymagane zaangażowanie kapitałowe bez porównania niższe niż w przypadku innych inwestycji np. farm wiatrowych (łatwiej znaleźć partnerów do inwestycji za 1 milion euro niż za 100 milionów).

Promowana medialnie inicjatywa Ministerstwa Gospodarki „*biogazownia w każdej gminie*” jest z pewnością bardzo obiecująca. Do budowy do 2020 r. układów biogazowych o mocy łącznej 2000 – 3000 MW (jednostkowo od 700 do 3000 kW) należy jednak podejść sceptycznie. Istotne znaczenie ma tu bardzo wysoki koszt instalacji biogazowych (3 do 3,5 miliona euro za 1 MW) i niejasna koncepcja właścicielskiego usytuowania „energetyki gminnej”. Determinacja władz i lobbing ze strony partii ludowych (mający znaczenie w każdym układzie politycznym) może w tym przypadku okazać się jednak bardzo skuteczny.

Liczba małych elektrowni wodnych wynosząca obecnie ok. 650 utrzymuje się na stabilnym poziomie, choć i w tym przypadku, przedsięwzięcia z zakresu rozwoju regionalnego i finansowanie ze środków zewnętrznych mogą spowodować jej wzrost.

Wymiana jednostek wiatrowych zachodząca w Niemczech, Hiszpanii i Danii na jednostki o większej mocy (zwana „repoweringiem”) z pewnością doprowadziła do zwiększenia podaży używanych i częściowo wyeksploatowanych jednostek na rynku polskim. Ich cena, na poziomie 10 – 20 % ceny nowej jednostki może być atrakcyjna dla podmiotów gospodarczych nie mających nic wspólnego z energetyką. Aktualnie liczba jednostek (pojedynczych wiatraków) przyłączonych do sieci SN i nn szacowana jest przez PSE Operatora na około 160 sztuk.

Autor rozprawy uczestniczył w realizacji wielu opracowań o charakterze eksperckim [E1 ÷ E41] związanych z planowanym przyłączaniem do sieci nowych jednostek

² „żółte” świadectwa pochodzenia dotyczą wysokosprawnych instalacji produkujących energię w skojarzeniu, których moc nie przekracza 1 MW

wytwórczych, w tym energetyki rozproszonej i odnawialnej. Według poczynionych obserwacji istnieją rejony kraju (Pomorze, Suwalszczyzna, Podkarpacie, Rostocze) gdzie trwa istny „szturm” developerów branży wiatrakowej na sieć średniego napięcia. Moc jednostek planowanych do przyłączenia odpowiada mocy transformatorów 110 kV/SN w pojedynczej stacji, co oznacza zamiar przyłączenia w jednym GPZ – co najmniej kilku pojedynczych siłowni.

Czy w związku z przewidywanym rozwojem energetyki rozproszonej mogą wystąpić realne utrudnienia w pracy sieci elektroenergetycznej, czy też opóźnienia w zakresie przyłączania obiektów? Obecnie, łączna liczba układów rozproszonych małej mocy (wodnych, wiatrowych, gazowych) pracujących w Polsce przekracza tysiąc. Gdyby w perspektywie 10 lat liczba ich wzrastała rocznie o 100 – 200 obiektów (przy łącznej mocy rzędu 200 – 300 MW rocznie), byłby to niezwykle znaczący skok ilościowy, rynkowy, marketingowy, a w sensie energetycznym i technicznym także zauważalny i wymagający odpowiedniego podejścia służb odpowiedzialnych za pracę sieci elektroenergetycznych.

Zdaniem wielu praktyków i naukowców, które autor rozprawy podziela [np. B2, B3, B4], warto podejmować takie prace i badania, aby dynamika wzrostu mocy źródeł rozproszonych nie zaskoczyła operatorów sieci i nie pogorszyła warunków pracy innych odbiorców. Wartość napięcia, obok niezawodności dostawy, jest najważniejszym parametrem jakościowym energii elektrycznej. Rozprawa podejmuje temat utrzymania wartości napięcia w dopuszczalnym zakresie, tak by generacja rozproszona nie tylko nie oddziaływała negatywnie na warunki napięciowe odbiorców przyłączonych do sieci rozdzielczej, ale by zapewniała ich poprawę.

2 Zakres i teza pracy

Z analizy dokumentów Unii Europejskiej (np. [15, 16]), założeń polityki energetycznej Polski do 2030 roku – [63] oraz priorytetów tematyki badawczej europejskich programów ramowych – [18, 19] wyłania się obraz systemu elektroenergetycznego z bardzo silnie rozwiniętym segmentem generacji rozproszonej. Choć trudno to sobie obecnie wyobrazić, wizja systemu, w którym podstawowe zasilanie sieciowe ze stacji średniego napięcia jest wspierane przez kilkanaście, czy nawet kilkadziesiąt źródeł rozproszonych różnicowanych technologicznie i mocowo, może stać się faktem już za kilkanaście lat. Dlatego warto prowadzić prace badawcze i wdrożeniowe, w których podejmowane są wyzwania wynikające z radykalnej zmiany cech sieci rozdzielczych, dotychczas uznawanych za typowe (promieniowy układ pracy, jednokierunkowy przepływ mocy).

Doświadczenia autora niniejszej rozprawy związane z analizą przyłączeniową pojedynczych źródeł rozproszonych [E5, E6, E15] wskazują, że ich oddziaływanie napięciowe na sieć jest znaczne. Obstrukcja za strony służb energetycznych polegająca na wymuszaniu przyłączeń w Głównych Punktach Zasilających (GPZ – tach) tak, by zminimalizować te oddziaływania, nie oprze się naciskowi inwestorów, gdy będą oni masowo zgłaszać wolę budowy nowych źródeł. W efekcie przyłączenia będą następowały w głębi sieci i oddziaływanie napięciowe będzie wynikiem pracy nie jednego, lecz kilku (kilkunastu) urządzeń wytwórczych.

Zasady regulacji napięcia w sieciach rozdzielczych, która jest obecnie stałowartościową, podobciążeniową regulacją przekładni transformatorów 110 kV/SN realizowaną (w większości przypadków) według harmonogramów czasowych (zadane wartości na dzień, na noc itp.) muszą przestać pomijać źródła rozproszone. Z przeprowadzonych analiz wynika, że już teraz zdarzają się GPZ – ty, gdzie jest ich kilka (także w okolicach Lublina). Algorytmy regulacji napięcia oraz sposoby ich realizacji muszą uwzględniać ten fakt. Logika inżynierska podpowiada, że im silniejsze (dodatnie) oddziaływanie napięciowe źródła rozproszonego, tym mniejsza wartość napięcia na szynach stacji zasilającej zapewni optymalne warunki napięciowe sieci. Tym samym konieczność skorelowania algorytmu regulacji napięcia prowadzonego za pomocą podobciążeniowego przełącznika zaczepów transformatora głównej stacji zasilającej oraz pracujących w sieci źródeł rozproszonych, wydaje się być oczywista. To intuicyjne spostrzeżenie poparte

doświadczeniami z działalności eksperckiej stało się postawą do przeprowadzenia studiów i analiz przedstawionych w niniejszej rozprawie. Objęły one następujące zagadnienia:

- zbadanie wpływu źródeł rozproszonych na warunki napięciowe sieci rozdzielczej wraz z opracowaniem odpowiednich metod obliczeniowych;
- analiza i wybór kryterium oceny jakości napięcia na obszarze zasilanym z terenowego GPZ – tu 110 kV/SN i źródeł rozproszonych przyłączonych wewnątrz sieci;
- opracowanie uproszczonego, liniowego modelu sieci rozdzielczej i wykorzystanie go do sformułowania zadania optymalizacyjnego;
- ocena skuteczności procesu optymalizacji napięć uwzględniającego oddziaływanie napięciowe źródeł rozproszonych;
- przedstawienie propozycji metody regulacji napięć w sieci rozdzielczej, która uwzględnia fakt przyłączenia kilku źródeł rozproszonych w obszarze zasilanym z jednej stacji 110 kV/SN i zapewnia optymalne wartości napięć w warunkach zmienności poziomu mocy generowanej i pobieranej przez odbiorców.

Na podstawie przeprowadzonych badań opracowano zarys zmodyfikowanej metody regulacji napięcia w sieciach rozdzielczych, której idea polega na doprowadzeniu do regulatora, oprócz sygnału podstawowego (napięcie na szynach GPZ), także dodatkowych sygnałów określających poziom zapotrzebowania na moc w zasilanym obszarze i (co najistotniejsze) sygnałów określających obecność w sieci poszczególnych źródeł rozproszonych oraz wartości mocy w nich generowanych (w danej chwili). Występujący w tradycyjnych regulatorach pojedynczy sygnał wyjściowy (do przełącznika zaczepów) został wzbogacony o zwrotne sygnały sterujące do źródeł, wpływające na wartość generowanej w nich mocy biernej.

Poziom złożoności zaproponowanego algorytmu regulacji uwzględniającego strukturę zasilanej sieci jest możliwy do zaimplementowania w stosowanych obecnie mikroprocesorowych układach regulacyjnych. W wyniku zastosowania proponowanej metody możliwe jest utrzymanie w sieci odpowiedniej jakości napięcia nawet wtedy, gdy źródła rozproszone, zgodnie ze swoimi właściwościami technologicznymi wykazują istotną zmienność poziomu mocy generowanej.

Tym samym autor rozprawy sformułował następującą tezę:

Możliwe jest opracowanie takiej metody regulacji napięcia w sieciach rozdzielczych, która zapewni jego optymalną wartość w każdych warunkach, niezależnie od liczby pracujących w sieci źródeł rozproszonych i wartości generowanej w nich mocy oraz wielkości obciążenia.

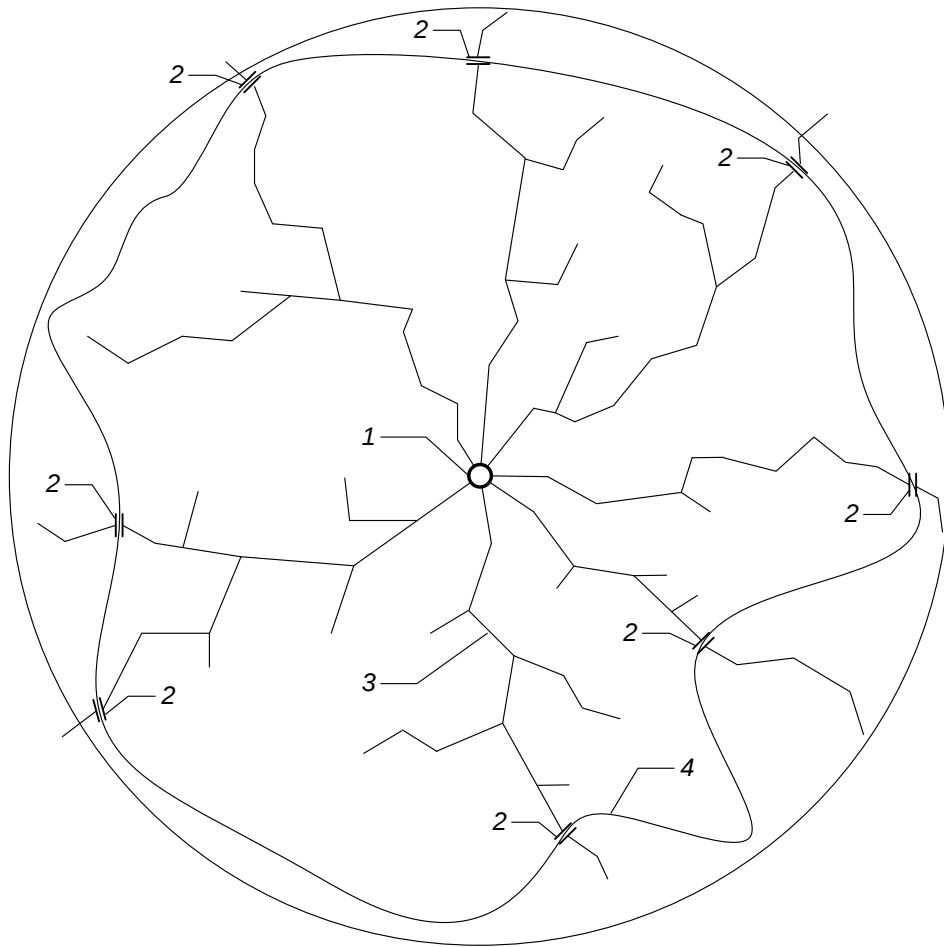
3 Regulacja napięcia w sieci rozdzielczej i ocena jej skuteczności

3.1 Ocena jakości napięcia na wybranym obszarze sieciowym

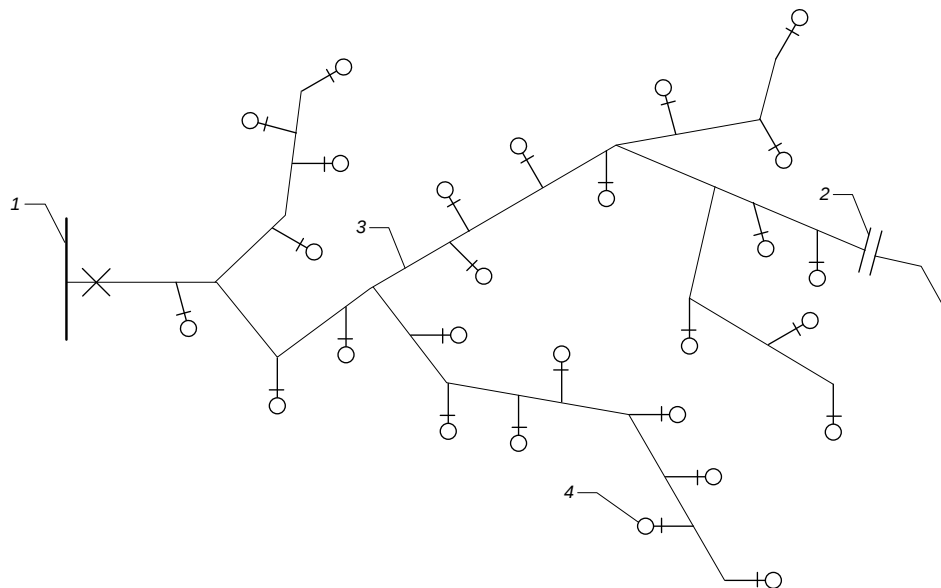
3.1.1 Uwagi wstępne

Pomimo zróżnicowania wynikającego ze specyfiki topograficznej danego obszaru zasadnicza postać terenowych sieci średniego napięcia w Polsce, zbliżona jest do pokazanej na rys. 3.1. Znajdująca się w środku obszaru stacja zasilająca 110 kV/SN (GPZ) składa się na ogół z dwóch transformatorów o mocy 10 – 25 MVA każdy. Do rozdzielni SN przyłączonych jest od kilku do kilkunastu magistralnych linii SN (o napięciu 15 lub 20 kV). Każda z linii zasila co najmniej kilkanaście stacji transformatorowych SN/0,4 kV – rys. 3.2. Łączna liczba stacji transformatorowych zasilanych z jednego GPZ – tu zawiera się na ogół w przedziale od 100 do 200 sztuk. Mówiąc o jakości napięcia w wybranym obszarze sieciowym mamy na myśli obszar zasilany z jednej stacji 110 kV/SN taki jak pokazano na rys. 3.1. Ponieważ w większości przypadków transformatory w GPZ pracują na osobne sekcje rozdzielni SN, ocena jakości napięcia jest formułowana w odniesieniu do obszaru zasilanego z jednego transformatora. Pokazana na rys. 3.1 i rys. 3.2 regularna struktura terenowych sieci rozdzielczych bywa zaburzona w warunkach awaryjnych lub remontowych. Wybrane magistrale nie są wtedy zasilane z podstawowego GPZ – tu, ale ze stacji sąsiednich, poprzez widoczne na rysunkach punkty podziału (otwarte w normalnym układzie pracy). Możliwe jest też tworzenie układów awaryjnych poprzez zasilanie jednej magistrali z magistrali sąsiedniej. Warunki napięciowe w konfiguracjach awaryjnych są z reguły dużo trudniejsze niż w układach normalnych.

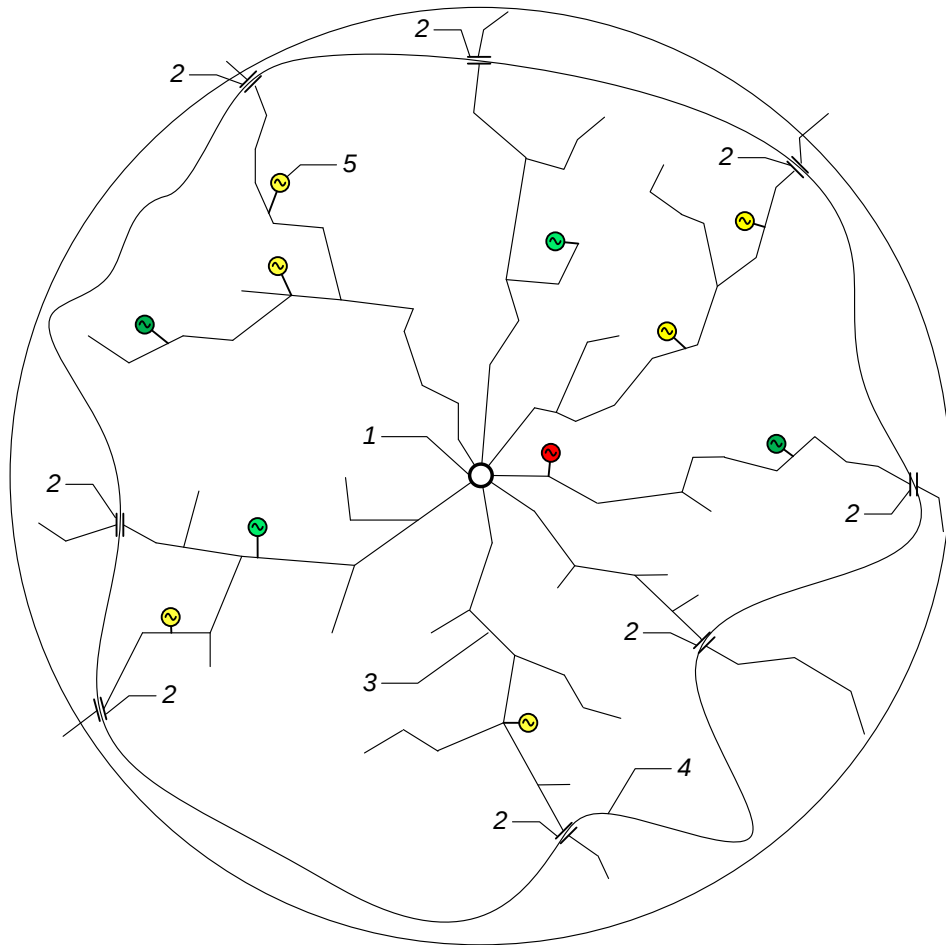
W tak określonym obszarze sieciowym pojawiają się obecnie obiekty generacji rozproszonej – rys. 3.3 i rys. 3.4. Ich wpływ na warunki napięciowe obszaru oraz możliwość wykorzystania źródeł rozproszonych do poprawy tych warunków jest przedmiotem niniejszej rozprawy.



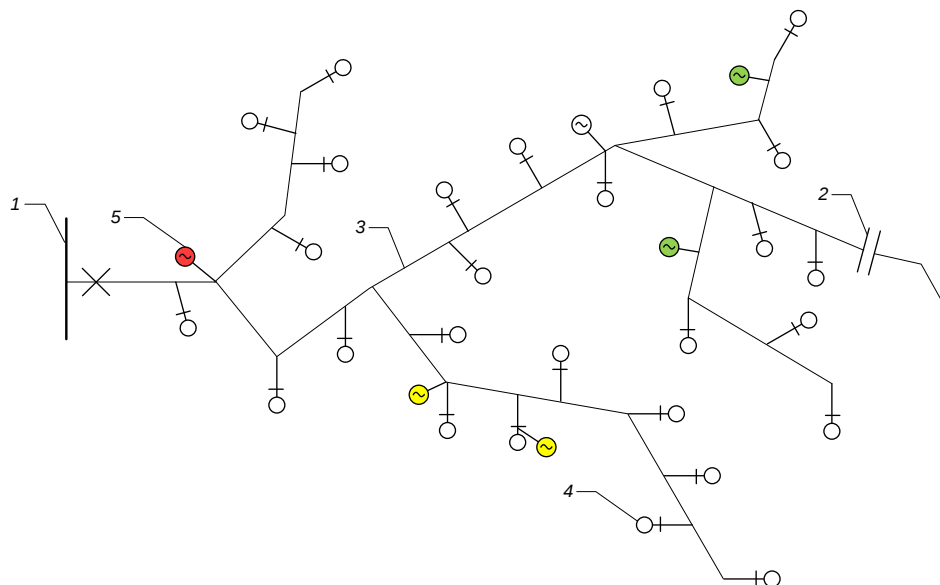
Rys. 3.1 Widok ogólny topologii sieci rozdzielczej SN zasilanej z jednej stacji 110 kV/SN; 1 – stacja zasilająca, 2 – punkt stałego podziału sieci, 3 – linia SN, 4 – granica obszaru zasilanego z danej stacji; koncepcja graficzna zaczerpnięta z [25]



Rys. 3.2 Układ sieci rozdzielczej SN – linia rozgałęziona dwustronnie zasilana z punktem stałego podziału; 1 – stacja zasilająca, 2 – punkt stałego podziału sieci, 3 – pień linii SN, 4 – stacja transformatorowa SN/nn; koncepcja graficzna zaczerpnięta z [25]



Rys. 3.3 Widok ogólny topologii sieci rozdzielczej SN zasilanej z jednej stacji 110 kV/SN i przez kilka źródeł rozproszonych; 1 – stacja zasilająca, 2 – punkt stałego podziału sieci, 3 – linia SN, 4 – granica obszaru zasilanego ze stacji, 5 – źródło rozproszone; opracowano na podstawie [25]



Rys. 3.4 Układ sieci rozdzielczej SN – linia rozgałęziona dwustronnie zasilana z punktem stałego podziału zasilana ze stacji GPZ i źródła rozproszone; 1 – stacja zasilająca, 2 – punkt stałego podziału sieci, 3 – pień linii SN, 4 – stacja transformatorowa SN/nn, 5 – źródło rozproszone; opracowano na podstawie [25]

3.1.2 Odchylenia napięcia

Odchylenia napięcia, obok wahań, odkształceń sinusoidy napięcia i asymetrii układu trójfazowego są parametrem charakteryzującym jakość napięcia zasilającego odbiorców w warunkach statycznych. Wartości napięć u różnych odbiorców różnią się od siebie ze względu na różne wartości spadków napięcia pomiędzy węzłem zasilającym a poszczególnymi węzłami odbiorczymi. Odbiorniki energii elektrycznej są konstruowane w taki sposób, że ich praca i czas użytkowania są optymalne przy zasilaniu napięciem bliskim wartości znamionowej. Stąd dążenie użytkowników i właścicieli tych odbiorników do utrzymania wartości napięć zasilających na takim właśnie poziomie.

Odchylenie napięcia od wartości znamionowej δU dla danego węzła sieci jest różnicą pomiędzy wartością skuteczną napięcia w tym węźle U a napięciem znamionowym U_N

$$\delta U = U - U_N \quad (3.1)$$

Odchylenie napięcia może być dodatnie lub ujemne. Często wyraża się je jako wartość procentową, w odniesieniu do napięcia znamionowego sieci

$$\delta U_{\%} = \frac{U - U_N}{U_N} \cdot 100\% \quad (3.2)$$

Ze względu na to, że wartość napięcia wpływa na pracę odbiorników oraz, że nie ma technicznych możliwości, by we wszystkich węzłach napięcie było równe napięciu znamionowemu, w rozporządzeniu [73] podawane są dopuszczalne wartości odchyłek napięć i związane z nimi warunki pracy sieci. W sieciach SN i nn w odniesieniu do wartości napięcia sformułowane jest następujące wymaganie: „w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10 minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno się mieścić w przedziale odchył $\pm 10\%$ napięcia znamionowego”. W uproszczeniu można stwierdzić, że warunek ten jest spełniony, gdy każde z napięć skutecznych w węzłach sieci spełnia warunek

$$0,9 \cdot U_N \leq U \leq 1,1 \cdot U_N \quad (3.3)$$

Oprócz powyższych wymagań w różnych dokumentach [68, 87, 88] podawane są zalecenia projektowe odnośnie dopuszczalnych spadków napięć w liniach zasilających, które wpływają na występujące odchyłki napięć. Przy przestrzeganiu tych zaleceń i poprawnej regulacji napięcia w sieci SN odbiorcy są zasilani napięciem zmieniającym się w znacznie węższych granicach niż wymagane warunkiem (3.3).

3.1.3 Wskaźniki jakości i optymalizacja napięcia – teoria

Prace badawcze prowadzone na przestrzeni wielu lat dowodzą, że straty ponoszone przez odbiorców jako efekt odchyłek napięcia są w przybliżeniu proporcjonalne do kwadratu tych odchyłek [2, 20, 82]. W przypadku gdy odbiorniki są zasilane napięciem o innej wartości pogarsza się ich efektywność i niezawodność. W skrajnych przypadkach znacznej różnicy pomiędzy napięciem znamionowym i zasilającym dane urządzenie może dojść do ich zbyt szybkiego uszkodzenia (skrócenie okresu „życia” odbiornika).

Jednym z ważniejszych celów regulacji prowadzonej w sieci rozdzielczej jest więc utrzymanie napięcia o wartości możliwie najbliższej znamionowej. W celu oceny tego parametru najprościej jest wyznaczyć różnicę pomiędzy napięciami w miejscach przyłączenia odbiorców, a napięciem znamionowym – zgodnie z definicją odchylenia napięcia wg (3.1). Otrzymuje się jednak w ten sposób tyle wartości odchyłeń ile w sieci jest węzłów odbiorczych. W każdym z nich, w ogólnym przypadku, może być różna wartość napięcia i jego odchyłki. Konieczne stało się więc opracowanie kryteriów oceny jakości napięcia zasilającego w całej sieci.

Podstawowym kryterium oceny powinno być w każdym przypadku zapewnienie, by napięcia we wszystkich węzłach mieściły się w granicach określonych obowiązującymi przepisami [72], czyli w uproszczeniu, by napięcia spełniały warunek dany zależnością (3.3).

Spełnienie powyższego warunku nie oznacza jednak, że odbiorniki i cała sieć pracują w optymalnych warunkach. Nawet intuicyjnie przewidujemy, że dla poprawnej pracy odbiorników najlepszy stan to oczywiście taki, gdy napięcia w węzłach są możliwie najbliższe wartości nominalnej co oznacza, że odchylenia napięcia wg (3.1) powinny być możliwie najmniejsze. Formułuje się więc dodatkowe wskaźniki jakości napięcia w odniesieniu do jego wartości skutecznych w węzłach odbiorczych pozwalające na ocenę warunków zasilania odbiorców energii z uwzględnieniem powyższych wymagań oraz optymalizację pracy układu regulacji napięcia.

W pracy [65] pojawiło się sformułowanie, że „*najbardziej pożądaną miarą jakości napięcia byłaby miara zapewniająca możliwość oceny ekonomicznej skutków odchyłeń napięcia w całym przedziale czasowym, a nie tylko w szczycie i dolinie obciążenia*”. Wartość tej miary jest uzależniona od wskaźnika napięcia będącego momentem zwykłym rzędu drugiego odchylenia procentowego napięcia, który z kolei jest równy wariancji, czyli mierze zmienności napięć.

Wariancja wyliczana dla próby losowej z populacji jest dana zależnością [69]

$$\sigma_U^2 = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (U_i - \bar{U})^2 \quad (3.4)$$

gdzie:

n – liczba próbek,

U_i – wartość pojedynczej próby,

$\bar{U}$ – wartość oczekiwana.

Praktyczne zastosowanie powyższego stwierdzenia nie jest jednak łatwe, gdyż na dzień dzisiejszy nie ma możliwości zebrania informacji o chwilowych czy nawet średnich 15 – minutowych obciążeniach we wszystkich węzłach sieci rozdzielczych SN i nn, i tym samym dokładnego wyliczenia wartości napięć.

Istotna część prac poświęconych regulacji napięcia skupia uwagę na jej aspektach ekonomicznych. Brana jest pod uwagę zarówno zależność strat mocy w sieci od rozkładu wartości napięć w jej węzłach, jak też ekonomiczny wymiar niezadowolenia odbiorców z nieodpowiednich poziomów napięć. Na podstawie analizy prowadzonych w kraju prac badawczych sformułowano następujące sposoby przedstawienia „kosztowych” zadań optymalizacji napięć w sieci rozdzielczej [41]:

1. minimum sumarycznych kosztów strat gospodarczych u odbiorców energii elektrycznej na skutek odchylen napięć od wartości znamionowych; kryterium to z historycznego punktu widzenia pojawiło się jako pierwsze

$$\min \{K_G\} \quad (3.5)$$

gdzie K_G – koszt strat ponoszonych przez odbiorców w związku z odchyleniem napięcia od wartości znamionowej,

2. minimum kosztów strat mocy i energii w sieci, ponoszonych przez spółkę dystrybucyjną

$$\min \{K_S\} = \min \{K_{\Delta P} + K_{\Delta A}\} \quad (3.6)$$

gdzie $K_{\Delta P}$ – koszt strat mocy, $K_{\Delta A}$ – koszt strat energii w sieci

3. minimum względnych strat energii w sieci

$$\min \{\delta A\} = \min \left\{ \frac{\Delta A}{A} \right\} \quad (3.7)$$

gdzie ΔA – straty energii w sieci w okresie optymalizacji T , A – energia wprowadzona do sieci w okresie T ,

4. maksimum zysku osiągniętego przez spółkę dystrybucyjną ze sprzedaży energii elektrycznej

$$\max \{Z_D\} = \max \{D_S - K_Z\} \quad (3.8)$$

gdzie: D_S – dochody osiągane ze sprzedaży energii elektrycznej, K_Z – koszty zakupu mocy i energii,

5. minimum kosztów całkowitych, tj. kosztów strat mocy i energii w sieci oraz kosztów strat gospodarczych ponoszonych przez odbiorców

$$\min \{K_C\} = \min \{K_S + K_G\} \quad (3.9)$$

6. minimum kosztów spółki dystrybucyjnej, tj. kosztów strat mocy i energii w sieci oraz kosztów bonifikat i upustów udzielanych odbiorcom na skutek przekroczeń dopuszczalnych odchyłeń napięcia

$$\min \{K_D\} = \min \{K_S + K_U\} \quad (3.10)$$

gdzie: K_U – koszt upustów udzielanych odbiorcom w związku z przekroczeniem dopuszczalnych odchyłeń napięcia.

Przeprowadzając optymalizację wartości napięć zgodnie z funkcjami kryterialnymi (1 ÷ 5) zakłada się, że odchylenia napięć nie przekroczą wartości dopuszczalnych, natomiast przyjmując funkcję kryterialną 6 dopuszcza się możliwość przekroczeń granicznych odchyłeń napięcia. W każdym z przedstawionych kryteriów optymalizacji muszą być jednak spełnione ograniczenia związane z dopuszczalnym zakresem regulacji przekładni transformatorów 110 kV/SN i SN/nn.

Przyjęcie w procesie optymalizacji różnych funkcji kryterialnych może prowadzić do uzyskania odmiennych wyników – nastaw przekładni transformatorów.

Do rozwiązywania problemów optymalizacji napięć wg powyższych kryteriów wykorzystywano dotychczas algorytm SUBQ [41], sztuczne sieci neuronowe [41] oraz algorytmy ewolucyjne [39]. Problem formułowano w następujący sposób:

- obliczenia optymalizacyjne prowadzono dla pojedynczego transformatora 110 kV/SN i wycinków sieci SN zasilanych z tego transformatora;
- sieć rozdzielcza obejmowała:
 - węzeł WN/SN zasilający transformator 110 kV/SN,
 - sieć rozdzielczą SN zasilaną z transformatora 110 kV/SN,
 - transformatory SN/SN i SN/nn zasilane z sieci SN,
 - sieci nn związane z każdym transformatorem SN/nn,
 - zbiór węzłów odbiorowych w sieci SN i nn,

- jako okres optymalizacji T przyjmowano okres szczytu jesiennie – zimowego, reprezentowany przez dobę charakteryzującą się maksymalnym obciążeniem lub okres doliny letniej, reprezentowany przez dobę charakteryzującą się minimalnym obciążeniem, ewentualnie okres roku kalendarzowego reprezentowany przez doby o maksymalnym, minimalnym i średnim obciążeniu. Obciążenia w rozważanych okresach optymalizacji były reprezentowane przez typowe dobowe grafiki obciążeń stacji SN/nn i odbiorów SN;
- regulację napięcia przeprowadzano jedynie przez zmianę nastawień zaczepek transformatorów: 110 kV/SN – kilka razy (trzy lub dwa) na dobę oraz SN/nn – raz w okresie optymalizacji;
- wartość napięcia w węźle WN zasilającym transformator 110 kV/SN, która zmienia się w czasie wraz ze zmianami rozprężu mocy w sieci 110 kV była traktowana jako dana w rozważanym zadaniu optymalizacyjnym;
- okres doby charakterystycznej w okresie optymalizacji T dzielono na odcinki elementarne τ odpowiadające charakterystycznym obciążeniom w czasie jej trwania;
- konfigurację oraz stan (obciążenia) optymalizowanej sieci w poszczególnych przedziałach czasu τ przyjmowano jako stałe.

Przedstawiony sposób optymalizacji sieci rozdzielczej miał następujące wady:

- nie uwzględniano rzeczywistych zmian obciążeń sieci;
- zakładano znaną i stałą wartość napięcia na szynach stacji WN/SN 110 kV – które w praktyce zależy od wielu czynników, zmienia się w pewnych granicach i nie jest znane na etapie optymalizacji;
- nie uwzględniano możliwych zmian konfiguracji sieci rozdzielczej.

Ponadto, metoda powyższa nie pozwala na uwzględnienie źródeł rozproszonych oraz układów kompensacji mocy biernej i ewentualnego wykorzystania ich możliwości regulacyjnych.

Generalnie biorąc, metody wykorzystujące ekonomiczny aspekt odchylenia napięcia od wartości znamionowej nie znalazły w energetyce szerszego, praktycznego zastosowania. Wiele wskaźników potrzebnych do wdrożenia tych metod (na przykład wpływ odchylenia na dodatkowe koszty strat) nie zostało dokładnie określonych, a spółki dystrybucyjne nie przejawiają zainteresowania ich wyznaczaniem. Urząd Regulacji Energetyki zatwierdzając taryfy spółek dystrybucyjnych, nie wnika tak głęboko w problematykę napięciową. Można obrazowo stwierdzić, że spółki dystrybucyjne stosują od lat „kryterium świętego spokoju”, które uznaje, że wartości napięć utrzymywane są na poprawnym poziomie, jeśli nie ma skarg odbiorców. Dlatego też, myśląc poważnie o praktycznym aspekcie prowadzonych badań i o wdrożeniu proponowanych rozwiązań sprzętowych autor rozprawy zrezygnował z zajmowania się grupą wskaźników oceny jakości napięcia sieci rozdzielczych, która za podstawę przyjmuje kryteria kosztowe.

Próbie rozwiązania na nowo problemu optymalizacji napięć w sieciach rozdzielczych z uwzględnieniem źródeł rozproszonych podjęto w pracy doktorskiej [39]. Autor zajmował się optymalizacją położenia przełącznika zaczeów transformatorów w celu zapewnienia odbiorcom najlepszych warunków zasilania w sieci z generacją rozproszoną. W tym celu Autor (A. Kot) opracował liniowy model sieci rozdzielczej z uwzględnieniem możliwości regulacji przełączników zaczeów transformatora WN/SN oraz transformatorów SN/nn. Następnie model ten został wykorzystany do optymalizacji warunków pracy w różnych stanach obciążeń. Jako kryterium oceny jakości napięcia przyjmowano prosty wskaźnik jakości napięcia zdefiniowany w postaci

$$wsk_U = \sum_{i=1}^n \left(\frac{U_i - U_N}{U_N} \right)^2 \quad (3.11)$$

gdzie:

U_i – napięcie w węźle i – tym,

U_N – napięcie znamionowe sieci,

n – liczba węzłów – stacji transformatorowych SN/nn.

Wadą tak sformułowanego wskaźnika jakości napięcia jest to, że nie pozwala on na porównanie pod względem warunków zasilania odbiorców zasilanych z różnych układów sieci, gdyż wartości wskaźników zależą od liczby węzłów, dla których są wyznaczane (liczba n).

Optymalizację w omawianej pracy przeprowadzono przy wykorzystaniu algorytmów genetycznych, minimalizując wskaźnik dany zależnością (3.11). W wyniku przeprowadzonych obliczeń otrzymano zestaw nastawień przełączników zaczeów transformatorów dla różnych stanów pracy sieci w postaci macierzy. Sam proces optymalizacji przy pomocy algorytmów genetycznych był bardzo czasochłonny – trwał czasem nawet kilkanaście godzin. Obliczenia takie nie mogą więc być prowadzone w aplikacjach działających w czasie rzeczywistym.

Kolejną niedogodnością opracowanej metody było to, że model nie uwzględniał rzeczywistej zmienności obciążeń węzłów. Zakładano bowiem stałe współczynniki udziału obciążenia stacji w całkowitym obciążeniu sieci jako proporcjonalne do mocy znamionowej zainstalowanego transformatora – zależność w postaci

$$k_i = \frac{S_{Ti}}{\sum_{i=1}^n S_{Ti}} \quad (3.12)$$

gdzie :

k_i – współczynnik udziału obciążenia i – tego węzła w obciążeniu całej sieci,

S_{Ti} – moc pozorna i – tej stacji SN/nn,

n – liczba węzłów – stacji transformatorowych SN/nn.

Na podstawie badań prowadzonych przez zespół pod kierunkiem prof. Horaka np. [24] można stwierdzić, że w ogólnym przypadku założenie powyższe nie jest prawdziwe.

Ponadto, podobnie jak w metodach opisywanych w [41], zakładano, że napięcie na szynach WN w GPZ jest stałe i równe znamionowemu, co również nie musi być prawdą.

3.1.4 Wskaźnik jakości napięcia przyjęty w rozprawie

W niniejszej pracy wskaźnik jakości napięcia proponuje się obliczać z odchyłki napięcia nie, jak w większości prac, względem napięcia znamionowego, lecz względem założonej wartości *napięcia oczekiwanego* U_o . Wartość napięcia U_o powinna być przyjmowana na podstawie wiedzy eksperckiej służb eksploatujących daną sieć, najczęściej jako nieznacznie większa od napięcia znamionowego, co wychodzi na przeciw stosowanym praktykom w spółkach dystrybucyjnych. Nie wyklucza się również przyjmowania wartości napięcia oczekiwanego równej napięciu znamionowemu.

W celu unormowania i zobiektywizowania wskaźnika napięcia można wyliczyć średnią kwadratów odchyłek napięcia. Zostanie wówczas wyeliminowany wpływ liczby węzłów na wynik przez co zyska się możliwość porównywania różnych układów i konfiguracji sieci.

Ostatecznie, wskaźnik jakości napięcia w wyodrębnionym obszarze sieci rozdzielczej zasilanym z sekcji rozdzielni 110 kV/SN został sformułowany w prezentowanej rozprawie w następującej postaci

$$wsk_U = 100 \cdot \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{U_i - U_o}{U_N} \right)^2} \quad (3.13)$$

gdzie:

U_i – napięcie w i – tym węźle sieci rozdzielczej SN,

U_N – napięcie znamionowe sieci,

U_o – oczekiwana wartość napięcia w poszczególnych węzłach sieci,

n – liczba węzłów – stacji transformatorowych SN/nn.

Wskaźnik sformułowany zależnością (3.13) odpowiada procentowej wartości pierwiastka z odchylenia standardowego (w nawiązaniu do (3.4)). Przy czym jako wartość oczekiwaną przyjmujemy napięcie, które chcemy uzyskać na szynach stacji SN/nn.

Kwestią otwartą jest wybór konkretnej wartości oczekiwanego napięcia na szynach węzłów odbiorczych. W ogólnym przypadku, wartość ta może być uzależniona od specyficznych uwarunkowań danej sieci lub nawet od stopnia obciążenia sieci co jest związane z porą dnia i roku.

Sformułowany powyżej wskaźnik jakości napięcia (3.13) nie niesie w sobie ciągle bardzo ważnej informacji – nie określa, czy, i w ilu węzłach występują przekroczenia względem wymagań normatywnych odnośnie wartości napięć. W analizach należy więc każdorazowo sprawdzać, czy generalny warunek (3.3) jest spełniony oraz traktować go priorytetowo, względem wskaźnika (3.13).

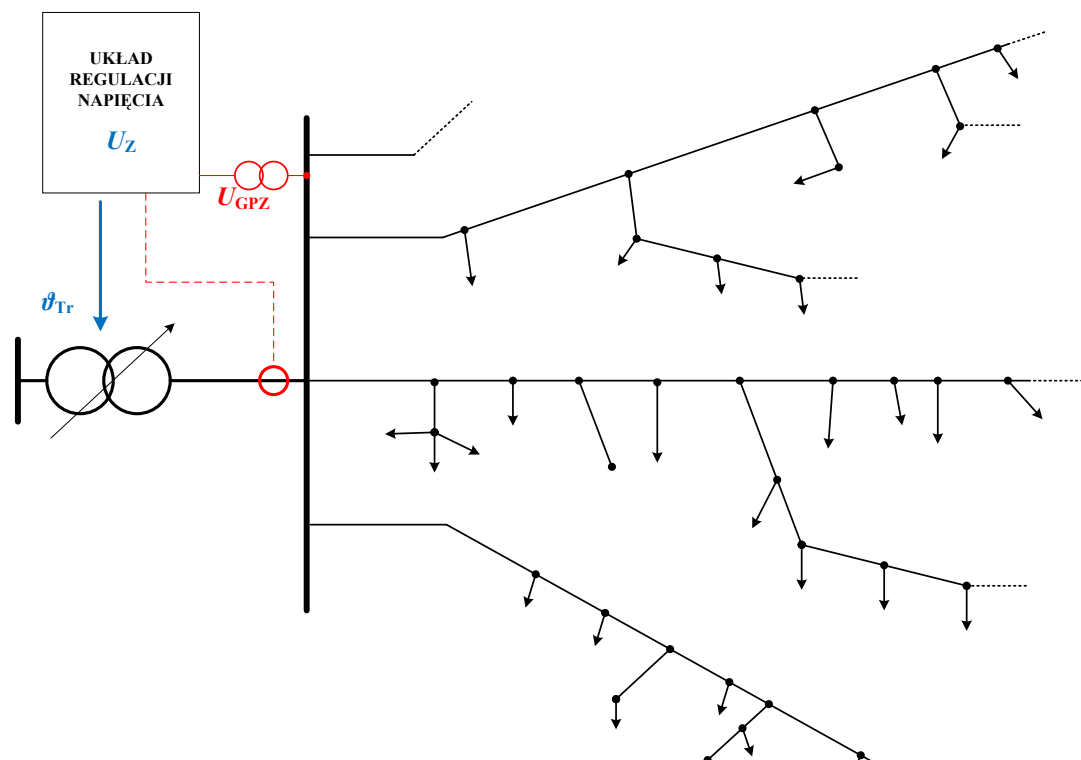
3.1.5 Metody regulacji napięcia w sieciach rozdzielczych

Podstawową metodą regulacji napięcia w sieciach rozdzielczych SN jest podobciążeniowa zmiana przekładni transformatorów 110 kV/SN – rys. 3.5. Jest ona wykonywana za pomocą przełączników zaczepek o specjalnej konstrukcji [32, 43, 61]. Transformatory te posiadają na ogół zakres regulacji przekładni od 10%, do 16% w górę i w dół, przy czym na jeden zaczepek przypada z reguły 1% do 1,33% przekładni znamionowej.

Regulacja ta realizowana jest przez dedykowane regulatory napięcia transformatora. Na przestrzeni lat opracowano wiele konstrukcji tych regulatorów np. [12, 13, 52, 53] jednak idea ich działania pozostaje niezmienną. W Polsce najczęściej regulatory tego typu pracują w trybie czasowym – zapewniając wymaganą wartość napięcia na szynach stacji SN w zależności od pory dnia i charakteru doby. Nowoczesne urządzenia cyfrowe pozwalają na zaprogramowanie wielu różnych ustawień włącznie z uwzględnianiem dni i okresów świątecznych. Nastawianie regulatora wykonuje się w taki sposób by zgodnie z krzywą obciążenia napięcie na szynach stacji było wyższe w szczycie obciążenia i niższe w dolinie.

Bardziej zaawansowane algorytmy pracy tych regulatorów, możliwe do realizacji nawet w najstarszych konstrukcjach – [13], pozwalały na zastąpienie regulacji działającej w trybie czasowym, bardziej zaawansowaną i odpowiadającą aktualnemu obciążeniu sieci regulacją z wykorzystaniem kompensacji prądowej. Idea tego rozwiązania polega na uwzględnianiu w procesie regulacji hipotetycznych spadków napięć w sieci, dzięki pomiarowi prądu obciążenia transformatora. Odzworowaniem spadków napięć w sieci jest spadek napięcia na rezystancji i reaktancji zastępczej dobranych w taki sposób, by były one proporcjonalne do rezystancji i reaktancji sieci pomiędzy punktem zasilania

a geometrycznym środkiem obciążenia układu. O wartość straty napięcia na tych elementach korygowane jest napięcie zadane U_Z wymuszane po stronie SN transformatora. Niestety, obecnie rzadko spotyka się świadome wykorzystywanie możliwości kompensacji prądowej regulatorów napięcia transformatorów.



Rys. 3.5 Regulacja napięcia w sieci rozdzielczej SN, linią przerywaną zaznaczono sygnał potrzebny do regulacji z kompensacją prądową, opracowano na podstawie [12 i 13]

Energetyka krajowa wykorzystuje wiele różnych typów regulatorów napięcia transformatora, gdzie przedstawione algorytmy działania są realizowane na drodze przetwarzania cyfrowego. Przykładowo można wymienić regulator URT opracowany w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk [53], regulator napięcia transformatora ARST-01 firmy Mikronika [52] czy najnowsze regulatory typu UTXvRNT2,3 i UTXvRNTQ2,3 firmy Computers & Control [12]. Pomimo tak dużego zróżnicowania oferty rynkowej konstrukcje te są pod wieloma względami do siebie podobne.

Trzeba otwarcie stwierdzić, że z badań autora rozprawy wynika brak wyraźnej koncepcji w zakresie wprowadzenia bardziej zaawansowanych algorytmów regulacyjnych dla tych urządzeń zainstalowanych w stacjach 110 kV/SN. W praktyce sprowadzają się one jedynie do pracy zależnej od czasu a w warunkach nietypowych (warianty remontowe lub

awaryjne) do manualnej interwencji personelu dyspozytorskiego. Przykładowe nastawienia dla jednej ze stacji to:

- doba robocza szczyt 16,8 kV
- doba robocza dolina 16,3 kV
- doba świąteczna 16,1 kV

Brak jest jasnych wytycznych w zakresie wykorzystania kompensacji prądowej oraz algorytmów uwzględniających pracę źródeł rozproszonych.

Tymczasem należy pamiętać, że najnowsze konstrukcje są często wieloprocesorowymi jednostkami o dużych mocach obliczeniowych, posiadającymi szerokie możliwości współpracy z układami teletransmisji i telesterowania [12]. Tak zaawansowane konstrukcje można więc rozwijać w kierunku optymalnego sterowania pracą sieci również z uwzględnieniem czy nawet wykorzystaniem niezależnych źródeł wytwórczych. Opracowanie podstaw działania takiego algorytmu układu regulacji było celem niniejszej rozprawy.

Poszukując nowych rozwiązań utrzymano założenie, że regulacja za pomocą przełącznika zaczepów transformatora ma charakter wybitnie wolnozmienny, co wynika z ograniczeń konstrukcyjnych tego typu urządzeń (średnio do 30 przełączeń na dobę lub, w uzasadnionych przypadkach, do 60 [13]). Jak jednak wskazały uzyskane wyniki, dalsze badania mogą iść w kierunku przyspieszenia odpowiedzi układu regulacyjnego, dzięki wykorzystaniu właściwości źródeł rozproszonych.

3.2 Symulacja i ocena warunków napięciowych w sieci testowej

3.2.1 Sieć testowa do analiz obliczeniowych

Sieć wykorzystywana do badań w ramach niniejszej pracy została przygotowana na podstawie danych rzeczywistej sieci rozdzielczej średniego napięcia zasilanej ze stacji 110 kV/SN jednej ze spółek dystrybucyjnych. Parametry, topologia i obciążenia sieci testowej zostały tak dobrane, aby można było ją uważać za typowy fragment krajowej, terenowej sieci rozdzielczej średniego napięcia.

Zasilany teren obejmuje obszar około 100 km² zamieszkiwany wg danych statystycznych przez ok. 25 tys. mieszkańców. Na terenie obszaru leży jedno miasto o powierzchni 14 km² zamieszkiwane przez 12 tys. osób. Resztę obszaru stanowią tereny wiejskie.

Sieć elektroenergetyczną stanowią linie o napięciu 15 kV. Ich łączna długości wynosi ok. 110 km. Linie zasilające miasto zostały wykonane jako kablowe o przekrojach żył 70 mm² i 95 mm². Tereny wiejskie są zasilane głównie liniami napowietrznymi o przekrojach

przewodów AFL6 35 mm², 50 mm² i 70 mm². Ze względu na małe długości fragmentów kablowych (podejścia do stacji, podejścia do GPZ – tu) nie są one modelowane. Długości poszczególnych obwodów wyznaczono przy pomocy planu tras linii w terenie wykonanego w skali 1:50000. Parametry jednostkowe kabli i linii napowietrznych zaczerpnięto z literatury [33, 66].

Model sieci został przygotowany w programie do obliczeń rozptyłów mocy w rozległych sieciach wysokich i średnich napięć PowerWorld.

3.2.2 Topologia sieci testowej

Z modelowanego GPZ – tu zostało wyprowadzone 10 linii średniego napięcia. Ogólny układ topologii sieci przedstawiono na rys. 3.6.

Linia „1” zasilą głównie odbiorców indywidualnych i zakłady rzemieślnicze na terenie wiejskim. Została ona wykonana jako napowietrzna. Zamodelowany został fragment linii odpowiadający normalnym warunkom pracy – od rozpatrywanej stacji 110 kV do punktu stałego podziału sieci. Fragment ten składa się z 3 odcinków i zasilą 3 stacje transformatorowo – rozdzielcze SN/nn. Maksymalne obciążenie zamodelowanego fragmentu magistrali jest rzędu 1 MVA. Długość zamodelowanego fragmentu linii wynosi ok. 6 km.

Linia „2” zasilą rozległe tereny wiejskie. W stanach awaryjnych po zamknięciu punktów stałego podziału sieci może zasiląć część miasta lub teren wiejski normalnie zasilany z innych linii. W stanie normalnym linia składa się z 13 odcinków i zasilą 11 stacji transformatorowo – rozdzielczych SN/nn. Łączne maksymalne obciążenie linii w stanie normalnym wynosi około 0,5 MVA. Długość linii do punktu stałego podziału wynosi ok. 21 km.

Linia „3” jest jedną z linii zasilających w stanie normalnym miasto. W stanach awaryjnych może zasiląć dodatkowy fragment obszaru miasta i teren wiejski. Linia składa się z 14 odcinków i została wykonana jako kablowa. Magistrala „3” zasilą 13 stacji SN/nn. Łączne maksymalne obciążenie linii sięga 1 MVA. Długość linii do punktu stałego podziału wynosi ok. 9 km.

Linia „4” jest drugą linią zasilającą w stanie normalnym miasto. W stanach awaryjnych może ona zasiląć dodatkowy fragment miasta lub tereny wiejskie. Linia składa się z 20 odcinków kablowych. W stanie normalnym z magistrali jest zasilanych 19 stacji. Łączne obciążenie sięga 1,2 MVA. Długość linii do punktu stałego podziału wynosi ok. 6 km.

Linia „5” zasilą tereny wiejskie z niewielkimi zakładami rzemieślniczymi. Magistrala składa się z 9 odcinków linii napowietrznej. W stanach awaryjnych linia może zasiląć fragment miasta lub dalszy dodatkowy obszar wiejski. Za pośrednictwem linii jest zasilanych 9 stacji transformatorowych SN/nn. Łączne obciążenie linii jest rzędu 0,8 MVA. Długość linii do punktu stałego podziału wynosi ok. 16 km.

Linia „6” zasilą tereny wiejskie z niewielkimi zakładami rzemieślniczymi. Magistrala składa się z 9 odcinków linii napowietrznej. W stanach awaryjnych linia może zasiląć większy fragment obszaru wiejskiego. Za pośrednictwem linii jest zasilanych 8 stacji transformatorowych SN/nn. Łączne obciążenie linii jest rzędu 0,7 MVA. Długość linii do punktu stałego podziału wynosi ok. 14 km.

Linia „7” zasilą tereny wiejskie z niewielkimi zakładami rzemieślniczymi. Magistrala składa się z 10 odcinków linii napowietrznej. W stanach awaryjnych linia może zasiląć większy fragment obszaru wiejskiego. Za pośrednictwem linii jest zasilanych 11 stacji transformatorowych SN/nn. Łączne obciążenie linii jest rzędu 0,7 MVA. Długość linii do punktu stałego podziału wynosi ok. 26 km.

Linia „8” zasilą teren z 4 zakładami rzemieślniczymi. Magistrala składa się z 4 odcinków linii kablowej. Łączne obciążenie linii wynosi 0,75 MVA. Długość linii wynosi ok. 5 km.

Linia „9” zasilą teren przemysłowy z kilkoma zakładami. Magistrala składa się z 10 odcinków linii kablowej. Linia zasilą 6 stacji transformatorowych o łącznym obciążeniu 1,13 MVA. Długość linii do punktu stałego podziału wynosi ok. 7 km.

Linia „10” jest linią napowietrzną prowadzącą do sąsiedniego GPZ – tu. Zamodelowany został fragment od rozpatrywanej stacji 110 kV do punktu stałego podziału sieci. Linia składa się z 2 odcinków i zasilą 2 stacje transformatorowo – rozdzielcze SN/nn. Maksymalne obciążenie zamodelowanego fragmentu magistrali wynosi 0,45 MVA. Długość linii do punktu stałego podziału wynosi ok. 8 km.

3.2.3 Obciążenia w węzłach sieci testowej

Największy problem przy przygotowywaniu modelu sieci średnich i niskich napięć stanowi oszacowanie mocy pobieranej w poszczególnych węzłach. Spółki dystrybucyjne nie prowadzą zasadniczo pomiarów obciążeń stacjach SN/nn. Dokładne określenie obciążeń wymagałoby zainstalowania aparatury pomiarowej w ogromnej liczbie stacji (w przypadku rozpatrywanej sieci 85 układów pomiarowych). Innym podejściem, z konieczności stosowanym, jest wykorzystanie dostępnych wyników pomiarów dla całej

magistrali wykonywanych w stacji 110 kV/SN i rozdział tej mocy proporcjonalnie do mocy znamionowej stacji transformatorowych SN/nn. Stosując takie podejście w praktyce musimy pogodzić się z faktem popełniania trudnych do oszacowania błędów wynikających z nieznajomości strat mocy w sieci oraz nieproporcjonalnego rozłożenia obciążeń w stosunku do mocy transformatorów. Badania statystyczne prowadzone na przestrzeni wielu lat, między innymi przez zespół pod kierownictwem prof. Horaka [24], także potwierdzają, że nie jest to podejście pozwalające na dokładne odzwierciedlenie rzeczywistych rozplływów mocy.

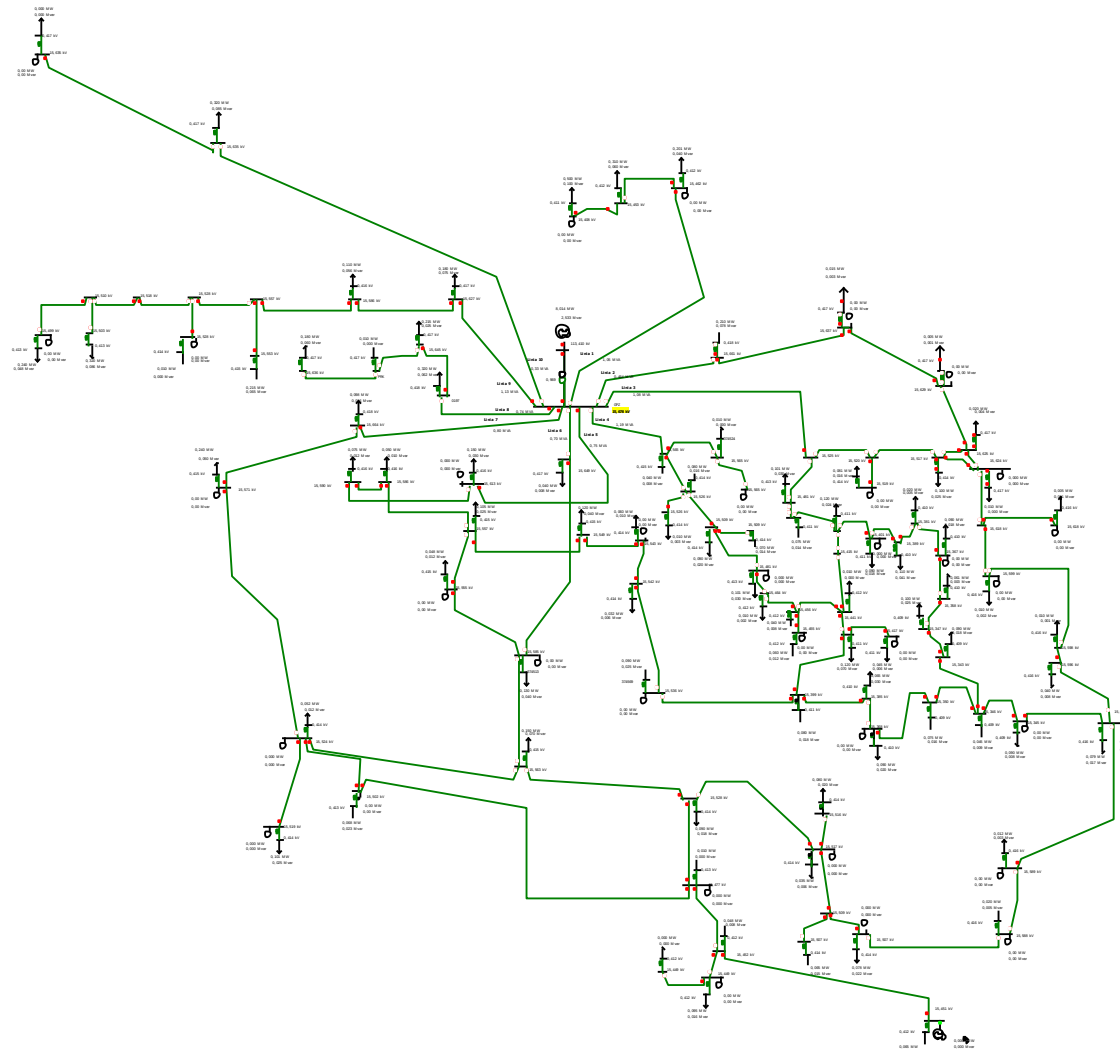
W prezentowanych rozważaniach takie podejście jest dopuszczalne, gdyż badania nie dotyczą konkretnie analizowanej sieci, lecz ogólnych zjawisk, które mogą występować w różnych stanach pracy układu w typowej sieci SN po wprowadzeniu źródeł generacji rozproszonej.

Obciążenia poszczególnych węzłów zostały dodane na poziomie niskiego napięcia. W czasie badań możliwe jest włączanie i wyłączanie odbiorów oraz ich skalowanie indywidualne i grupowe. Umożliwia to analizę różnorodnych wariantów pracy sieci.

3.2.4 Generacja rozproszona w sieci testowej

W celu zbadania wpływu generacji rozproszonej na jakość napięcia w sieci elektroenergetycznej uzupełniono model wyjściowy o modele różnego rodzaju źródeł rozproszonych. W obliczeniach rozplływów mocy zasadniczo nie ma znaczenia rodzaj źródła energii, a tylko wartości mocy czynnej i biernej lub wartość zadanego napięcia w punkcie przyłączenia źródła. Wartość mocy biernej wprowadzanej do węzła przez źródło jest wynikiem przyjętego trybu pracy układów regulacji generatora (regulacja mocy biernej, regulacja współczynnika mocy, regulacja napięcia).

W badanej sieci zakłada się dużą zmienność generacji mocy w różnych źródłach rozproszonych. Wychodząc naprzeciw pierwotnej idei generacji rozproszonej, czyli realizowanej przez niezależne podmioty w tych miejscach sieci, gdzie jest to dla nich wygodne, źródła rozmieszczono w sieci w sposób losowy. Włączanie źródeł oraz wartości mocy generowanych mogą być dowolnie zmieniane tak by możliwe były analizy dla różnych warańów pracy sieci. W szczególności możliwe jest modelowanie różnych trybów pracy układów regulacji napięcia i mocy biernej źródeł.



Rys. 3.6 Widok ogólny topologii sieci testowej

3.2.5 Program PowerWorld

Program PowerWorld Simulator [28] firmy PowerWorld Corporation jest narzędziem do wykonywania obliczeń rozplływów mocy w sieciach elektroenergetycznych wysokich i średnich napięć. Podstawowe cechy programu to zaimplementowanie szybkiego i wydajnego algorytmu obliczeniowego oraz rozbudowany, interaktywny interfejs użytkownika.

W podstawowej wersji komercyjnej program pozwala na prowadzenie obliczeń dla sieci składającej się maksymalnie z 100 000 węzłów, analizy wskaźników ekonomicznych przesyłu mocy, analizy wskaźników ekonomicznych wymiany mocy pomiędzy wydzielonymi obszarami, sprawności przesyłu mocy, analiz prądów zwarciovych oraz badania bezpieczeństwa pracy sieci przez sprawdzenie zasady $n-1$.

Ze względu na łatwą możliwość zmiany dokładności prowadzonych obliczeń program mógł być wykorzystany do badań w sieciach średniego napięcia. Wymagana dokładność uzyskanego bilansu mocy została zmieniona z domyślnej wartości, równej 100 kVA, na 100 VA co jest wystarczające dla sieci SN.

O wyborze programu PowerWorld (spośród dość szerokiej oferty programów rozplwywch) zdecydowały jego właściwości prezentacyjne, wykorzystane w dalszej części rozprawy.

3.3 Wpływ źródeł rozproszonych na jakość napięcia – wyniki eksperymentów obliczeniowych

3.3.1 Wyznaczenie wskaźnika jakości napięcia dla sieci testowej

W czasie badań różnych stanów pracy sieci z uwzględnieniem pracy generacji rozproszonej prowadzono analizę dla trzech umownych stanów obciążeń – doliny obciążenia, obciążenia średniego (normalnego) i obciążenia szczytowego. Jest to postępowanie rutynowe w analizach przyłączeniowych. W zamodelowanej sieci stan obciążenia minimalnego odpowiadał poborowi ok. 2 MW mocy czynnej, stan obciążenia średniego odpowiadał poborowi ok. 4 MW mocy czynnej zaś stan obciążenia szczytowego oznaczał pobór ok. 9 MW mocy przez odbiorców. W początkowej fazie obliczeń analizowano różne wartości współczynnika mocy obciążeń ($\text{tg}\varphi$). Ostatecznie, jako najbardziej reprezentatywny wybrano $\text{tg}\varphi = 0,3$ indukcyjny dla całej sieci. Wykorzystując możliwości programu PowerWorld warunki te modelowano skalując obciążenia węzłów mocą czynną i bierną proporcjonalnie do początkowych obciążeń rzeczywistej sieci.

Oznacza to, że pomimo przyjęcia dla całej sieci jednakowego współczynnika mocy w poszczególnych węzłach występowało naturalne jego zróżnicowanie.

W dalszych badaniach analizowano warunki pracy sieci z uwzględnieniem pracy niezależnych źródeł energii. Lokalizacja źródeł była ustalona losowo, co odpowiada idei generacji rozproszonej. W celu wytypowania węzłów, w których zostały przyłączone źródła, węzły te zostały ponumerowane (1 , 86) a następnie przy pomocy generatora liczb losowych wylosowano numery trzech, czterech i pięciu węzłów, w których kolejno przyłączano źródła. Dla usystematyzowania badań przyjęto jednakową moc wszystkich źródeł, równą 1 MW. W kolejnych trzech krokach wzrastała liczba źródeł pracujących w sieci, dając generację odpowiednio równą 3, 7 i 12 MW (tak duże wartości generacji nie odzwierciedlają aktualnego stanu rzeczywistych sieci, były one przyjmowane w celach badawczych, z myślą o przyszłych inwestycjach). Zgodnie z praktykowanymi zasadami współpracy spółek dystrybucyjnych z niezależnymi producentami energii w wariantach podstawowych przyjmowano, że źródła rozproszone nie wprowadzają ani nie pobierają z sieci mocy biernej.

Analizy prowadzono w kierunku zbadania możliwości wpływania na jakość napięcia u odbiorców w sieci przez:

- reakcję wyłącznie spółki dystrybucyjnej (przypadki z różnymi napięciami utrzymywanymi przez regulator napięcia transformatora 110 kV/SN dla różnych stanów obciążeń),
- reakcję wyłącznie źródeł rozproszonych, przez zmianę ich mocy biernej, bez zmiany wartości napięcia zadanego dla regulacji transformatorów WN/SN (ze względu na duży udział mocy czynnych generowanych istniała konieczność ograniczania zbyt wysokich napięć, więc w źródłach wymuszano pobór mocy biernej),
- jednoczesną zmianę napięć zadanych w GPZ i zmianę mocy biernej źródeł energii.

Wyniki badań przedstawiono w tablicy 3.1 oraz na rysunkach (rys. 3.7 – rys. 3.22).

Tablica 3.1 Wskaźniki jakości napięcia wsk_U w sieci testowej z generacją rozproszoną

L.p.	generacja		obciążenie sieci								
			dolina			normalne			szczyt		
	P_g [MW]	Q_g [Mvar]	U_Z [kV]	$wsk_U^{*)}$	$LWP^{**})$	U_Z [kV]	wsk_U	LWP	U_Z [kV]	wsk_U	LWP
1.	0	0	15,8	1,55%	0	15,8	0,95%	0	15,8	2,29%	0
2.	3	0	15,8	2,42%	0	15,8	1,84%	0	15,8	1,81%	0
3.	7	0	15,8	3,85%	17	15,8	2,99%	9	15,8	1,69%	0
4.	12	0	15,8	5,47%	38	15,8	4,70%	31	15,8	3,16%	11
5.	3	-1,2	15,8	2,48%	0	15,8	1,69%	0	15,8	1,79%	0
6.	7	-2,8	15,8	3,29%	10	15,8	2,56%	0	15,8	1,31%	0

Tablica 3.1 c.d.

L.p.	generacja		obciążenie sieci								
			dolina			normalne			szczyt		
	P_g [MW]	Q_g [Mvar]	U_Z [kV]	$wsk_U^{*)}$	$LWP^{**)}$	U_Z [kV]	wsk_U	LWP	U_Z [kV]	wsk_U	LWP
7.	12	-4,8	15,8	4,12%	24	15,8	3,49%	12	15,8	2,04%	0
8.	3	0	15,2	2,07%	0	15,5	1,78%	0	15,8	1,81%	0
9.	7	0	15,2	2,14%	0	15,5	2,03%	0	15,8	1,69%	0
10.	12	0	15,2	3,27%	9	15,5	3,38%	10	15,8	3,17%	11
11.	3	-1,2	15,2	5,44%	0	15,5	1,60%	0	15,8	1,79%	0
12.	7	-2,8	15,2	1,90%	0	15,5	1,60%	0	15,8	1,31%	0
13.	12	-4,8	15,2	2,43%	0	15,5	2,22%	0	15,8	2,04%	0

$^{*)}wsk_U$ – wskaźnik jakości napięcia wyliczony wg zależności (3.13)

$^{**})LWP$ – liczba węzłów z przekroczeniami napięciowymi – poza ograniczeniami wynikającymi z zależności (3.3)

3.3.2 Ocena jakości napięcia w sieci testowej – wykorzystanie map kolorów

Wskaźniki wyliczane na podstawie wyników rozpliwów mocy dają obiektywne odzwierciedlenie warunków pracy sieci. Wykorzystując możliwości nowoczesnych programów do analizy pracy sieci można jednak dodatkowo polepszyć proces oceny. Przykładowo, inaczej można interpretować niski wskaźnik reprezentujący odchylenie napięć w węzłach sieci w warunkach doliny obciążeń, gdy spadki napięć są niewielkie, a inaczej nieco wyższy wskaźnik w stanie obciążeń szczytowych. Mniejsze wymagania stosuje się także do układów pracujących w warunkach awaryjnych. Nieco łagodniejszej ocenie może podlegać sieć po wprowadzeniu źródeł generacji rozproszonej niż sieć bez tych źródeł.

Ostateczna ocena warunków pracy układu powinna być dokonana na podstawie dostępnych danych i doświadczeń eksperta prowadzącego badania. Znacznym ułatwieniem jego pracy powinny być narzędzia pozwalające na dogodną prezentację uzyskanych wyników.

Programy do obliczeń rozpliwów mocy i napięć w sieci oferują najczęściej prezentację wyników w formie tabelarycznej lub w formie schematów sieci.

Forma tabelaryczna jest wygodna, jeśli chcemy przeszukiwać zapisane dane, sortować je lub eksportować do innych aplikacji w celu prowadzenia dalszych obliczeń. W badaniach prowadzonych na potrzeby niniejszej pracy eksportowanie wyników obliczeń pozwalało na szybkie wyliczanie wskaźnika jakości napięcia wsk_U oraz zliczanie węzłów, w których

występowały przekroczenia napięciowe. Obliczenia te prowadzono przy pomocy arkusza kalkulacyjnego.

Przedstawienie **wyników na schematach** pozwala na zaprezentowanie jednocześnie większej liczby danych opisujących różne elementy sieci (jednocześnie linie, węzły, generatory, odbiorniki itp.). Możemy także przygotować schemat odzwierciedlający powiązania elementów i ich lokalizację geograficzną. Zaawansowane programy pozwalają na edycję warunków pracy sieci oraz wykonywanie operacji topologicznych z poziomu schematu (zmiana mocy, zmiana napięć zadanych, operacje łączeniowe).

Analiza tak prezentowanych wyników obliczeń dla sieci z wieloma węzłami jest jednak ciągle dość kłopotliwa ze względu na rozmiary zadania (rys. 3.6).

W programie PowerWorld używanym w badaniach została dodatkowo zaimplementowana metoda wizualizacji parametrów sieci w postaci **map kolorów** rozwijana w pracach T. Overbye'a i J. Webera [58]. Wizualizacja ta polega na wypełnieniu tła schematu sieci izoliniami odpowiadającymi różnym parametrom węzłów, linii czy generatorów (ang. *conturing*) w zależności od potrzeb użytkownika. Możliwe jest także wypełnienie tła schematu sieci różnymi kolorami, lub odcieniami jednego koloru odpowiadającymi warunkom pracy sieci tzw. **mapami kolorów**. Poszczególne barwy mogą w szczególności reprezentować wartości napięć w węzłach. Typowym podejściem jest stosowanie barwy czerwonej (gorącej) dla napięć wysokich i barwy niebieskiej (zimnej) dla napięć niskich. Oczywiście wartości napięć dotyczą pojedynczych punktów na rysunku, lub niewielkich obszarów odpowiadających schematycznemu odwzorowaniu węzła, więc w programie wykorzystano równania aproksymujące zmiany napięcia na obszarze pomiędzy węzłami, tak by przejścia pomiędzy poszczególnymi kolorami były płynne i mapa kolorów wypełniała całe tło schematu.

Wypełnienie kolorami tła schematu sieci pozwala na szybką ocenę warunków jej pracy. Pozwala także na lokalizację miejsc, w których występują kłopoty – przekroczenia dopuszczalnych warunków napięciowych pracy sieci. Narzędzie to zostało wykorzystane w analizie przydatności wskaźnika jakości napięcia wsk_U , opisanego zależnością (3.13), do oceny warunków napięciowych oraz oceny wpływu źródeł rozproszonych na warunki napięciowe w sieci SN.

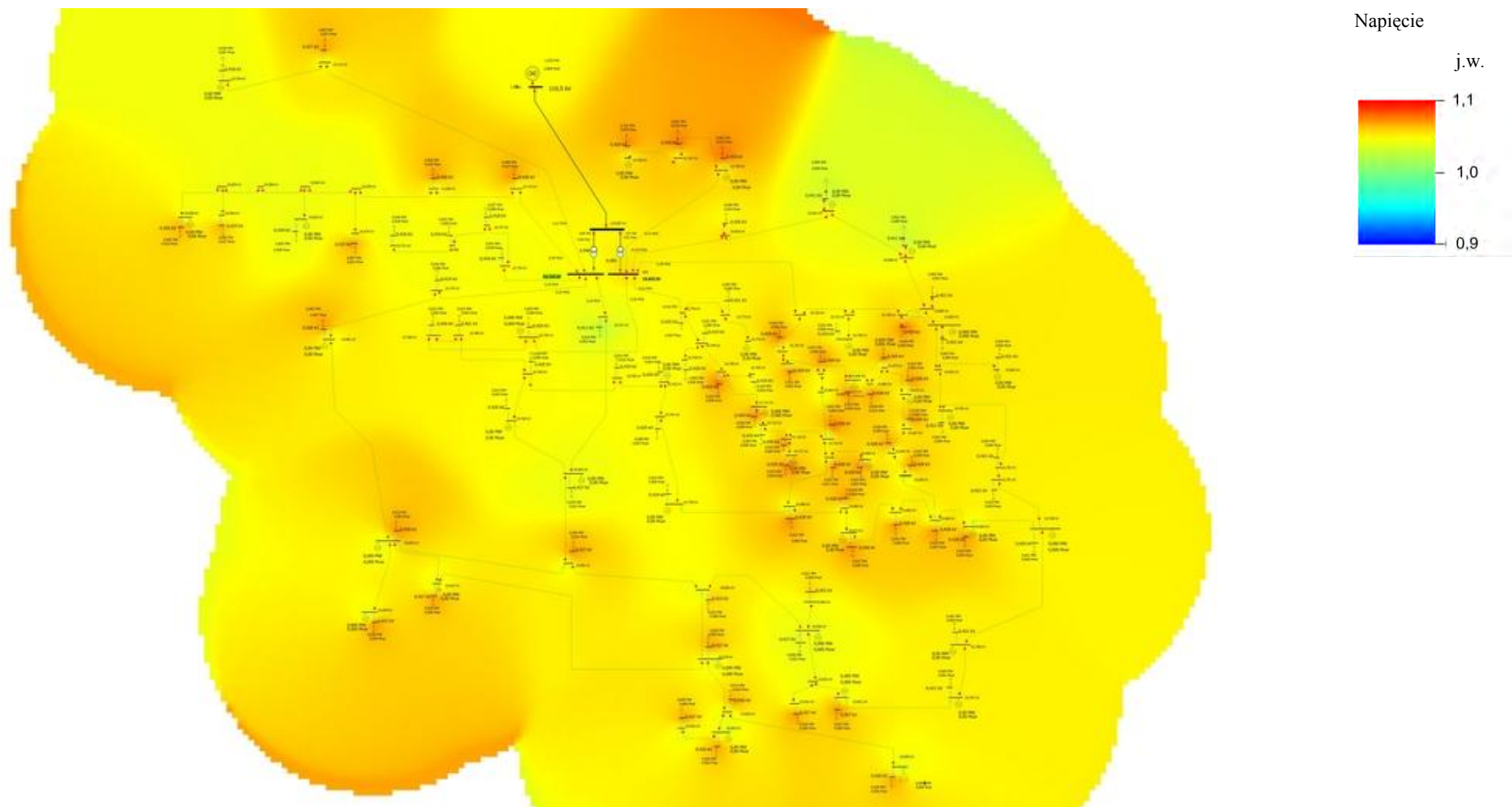
Na podstawie obliczonych wcześniej wskaźników jakości napięcia, analizy liczby węzłów, w których występują przekroczenia napięciowe (tablica 3.1) oraz, przede wszystkim, na podstawie mapy kolorów odpowiadającej wartościom napięć w węzłach rozpatrywanej

sieci można ocenić warunki zasilania odbiorców. Można zarzucić subiektywizm ocenie dokonywanej według map kolorów, w przypadku jednak, gdy oceny tej dokonuje ekspert może być ona podstawą podejmowania decyzji.

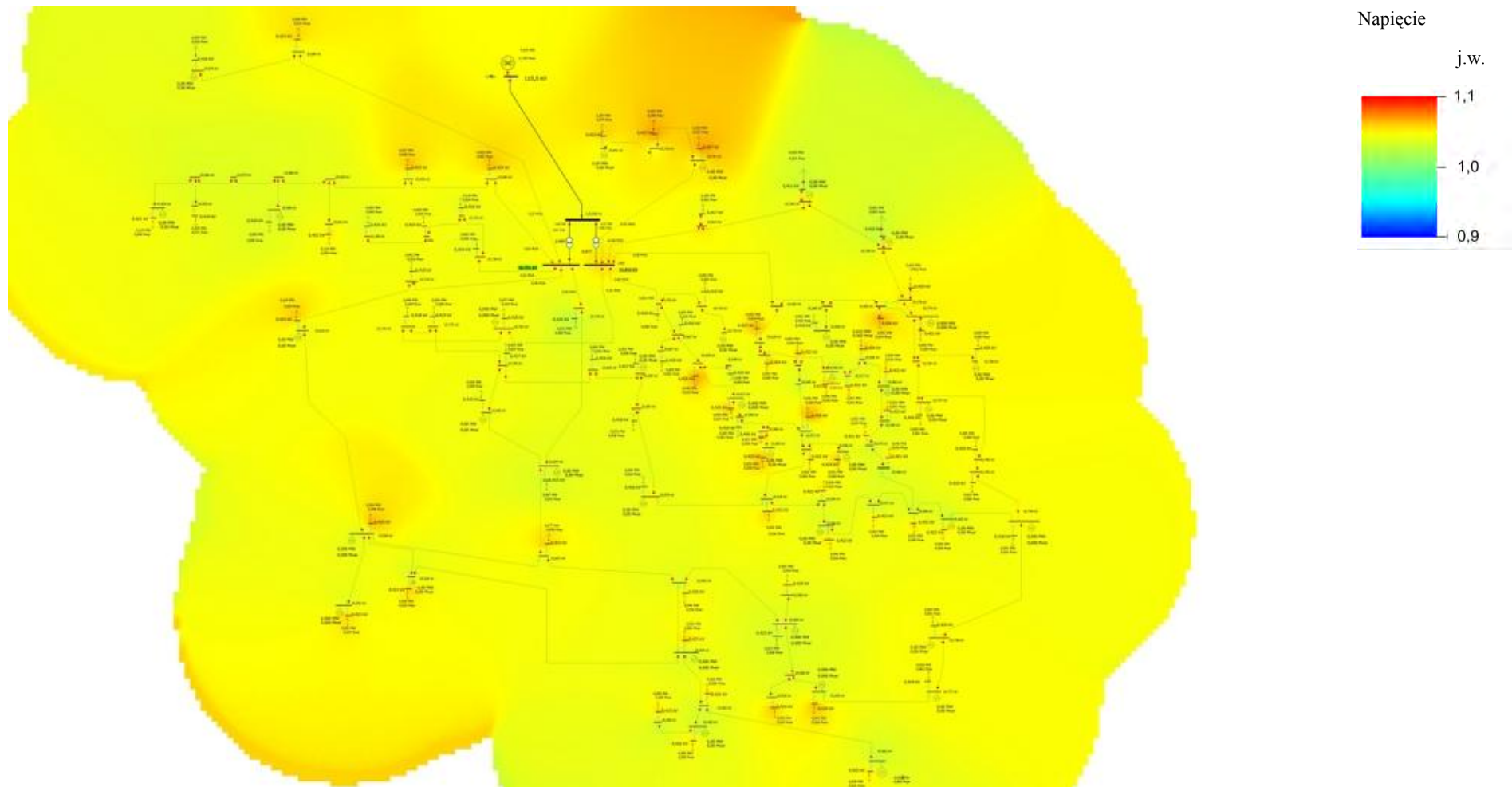
Warunki pracy sieci oceniono stosując skalę ocen: **bardzo dobra, dobra, zadowalająca, zła**. Ocena najlepsza odpowiadała warunkom pracy sieci z napięciami w węzłach zasilających o około 5% wyższych od napięcia znamionowego i małe zróżnicowanie tych napięć (kolor zielony, przechodzący w żółty, małe zróżnicowanie kolorów). Ocena zła odpowiadała sieci, gdzie występowały przekroczenia napięciowe względem napięć dopuszczalnych oraz znaczne zróżnicowanie ich wartości w węzłach (występuje kolor czerwony lub niebieski oraz duże różnice kolorów).

Wyniki badania stanów sieci z wykorzystaniem map kolorów przedstawiono na rysunkach od rys. 3.7 do rys. 3.22. Podobne badania były prezentowane w pracy [P24].

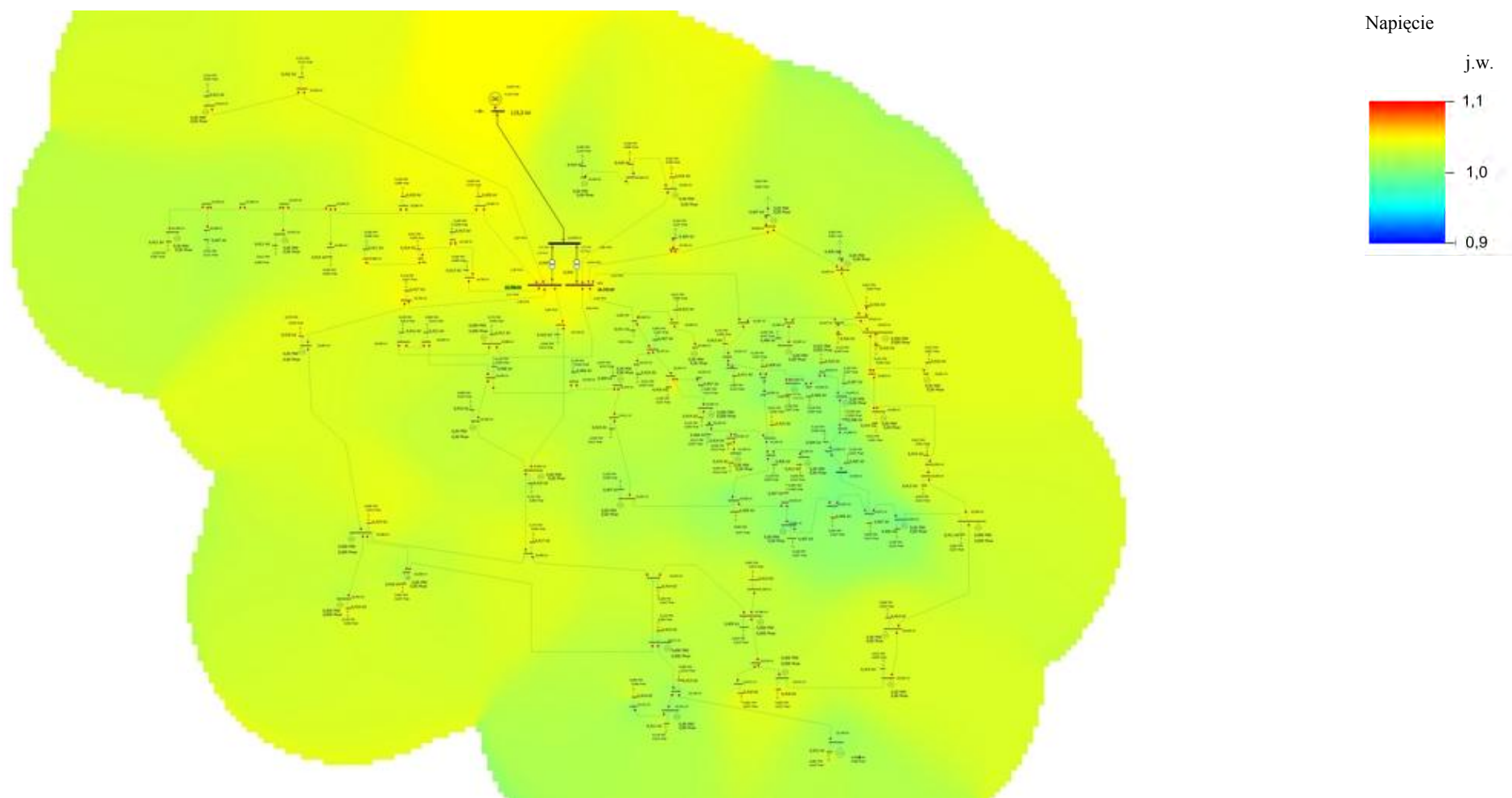
.



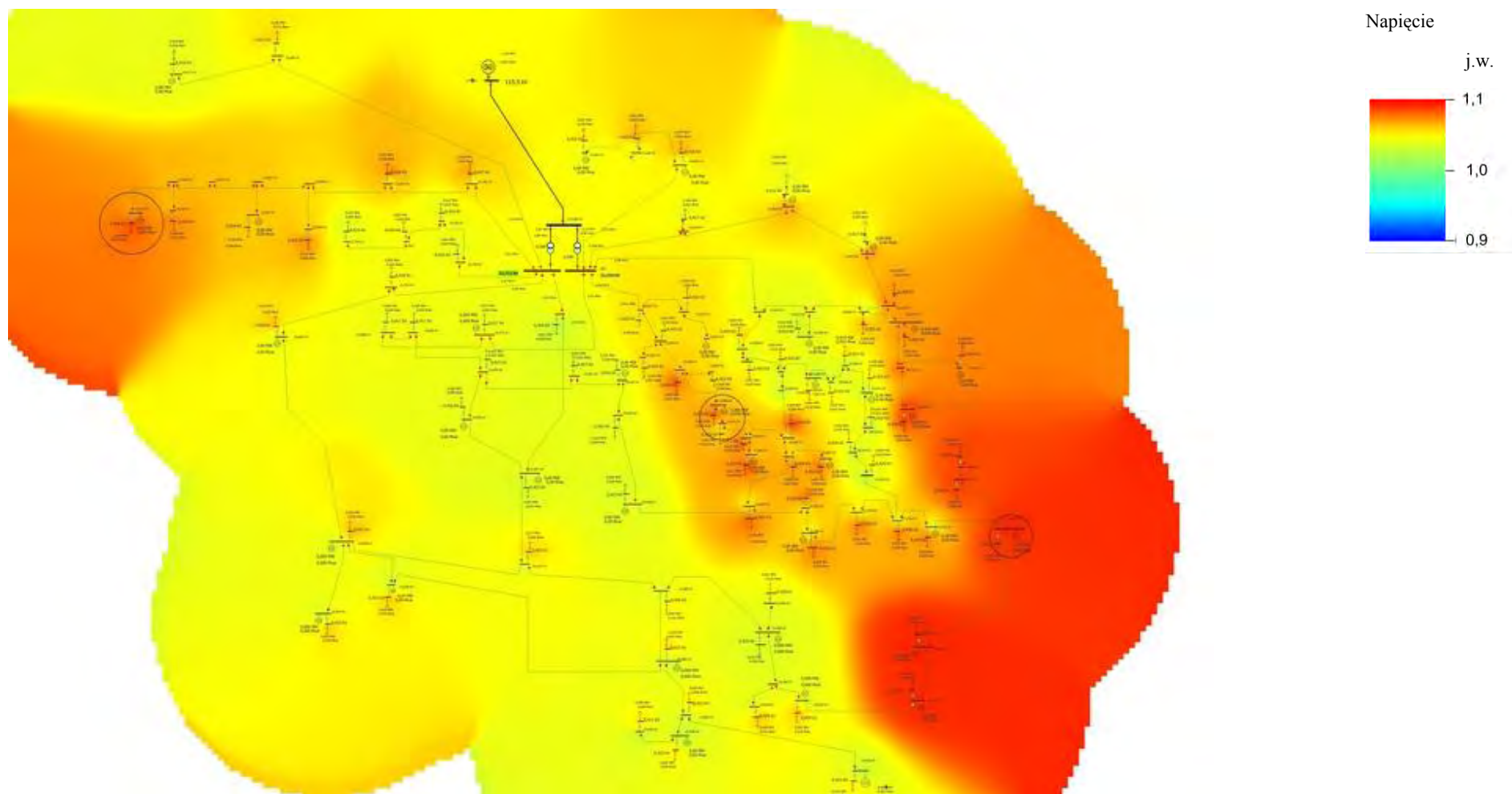
Rys. 3.7 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej; dolina obciążenia, napięcie w GPZ zadane na 15,8 kV; bez generacji rozproszonej; ocena ekspercka dobra; ocena wskaźnikowa 1,55%; liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 0



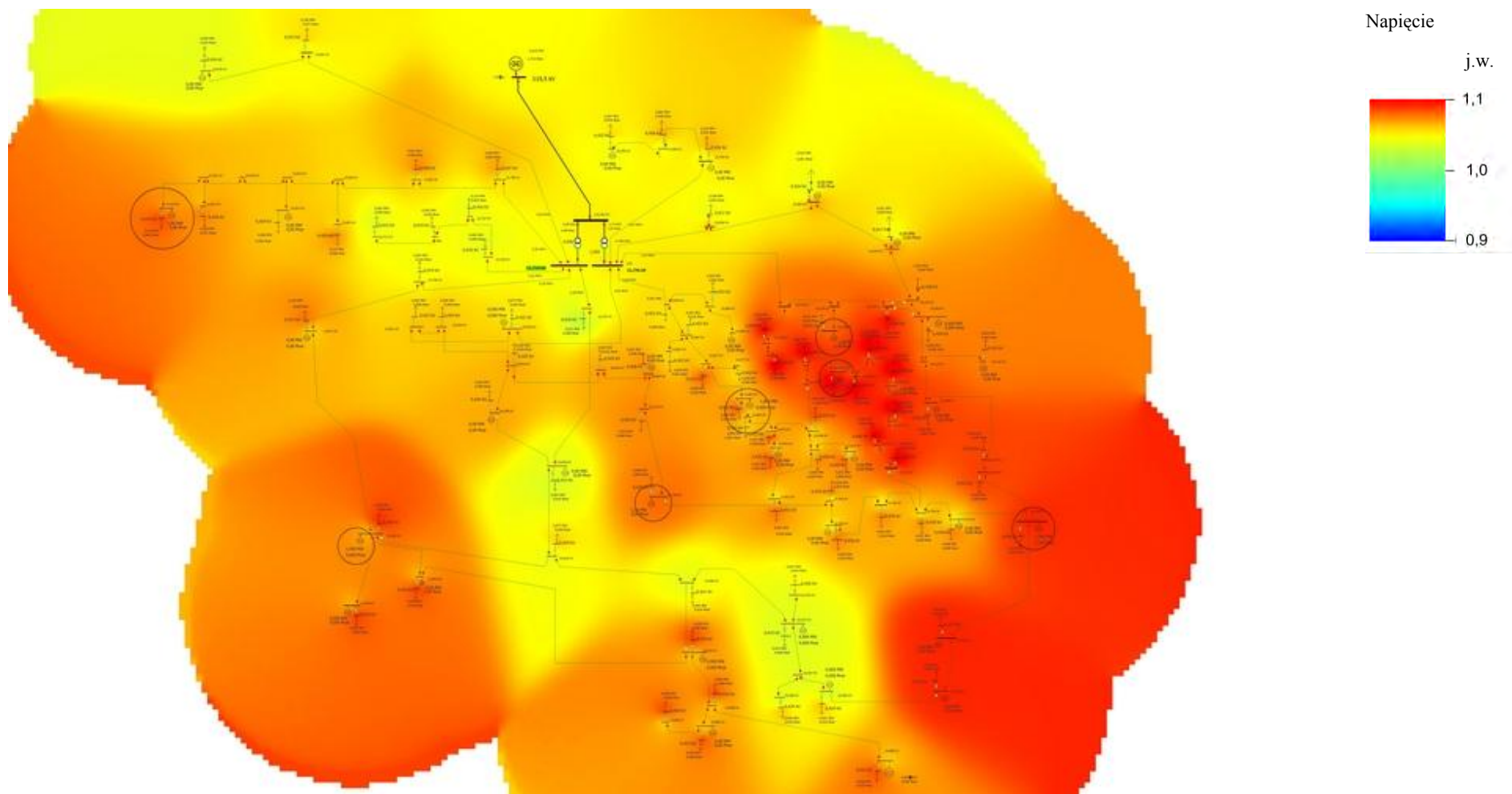
Rys. 3.8 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej; obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,8 kV; bez generacji rozproszonej; ocena ekspercka bardzo dobra; ocena wskaźnikowa 0,95%; liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 0



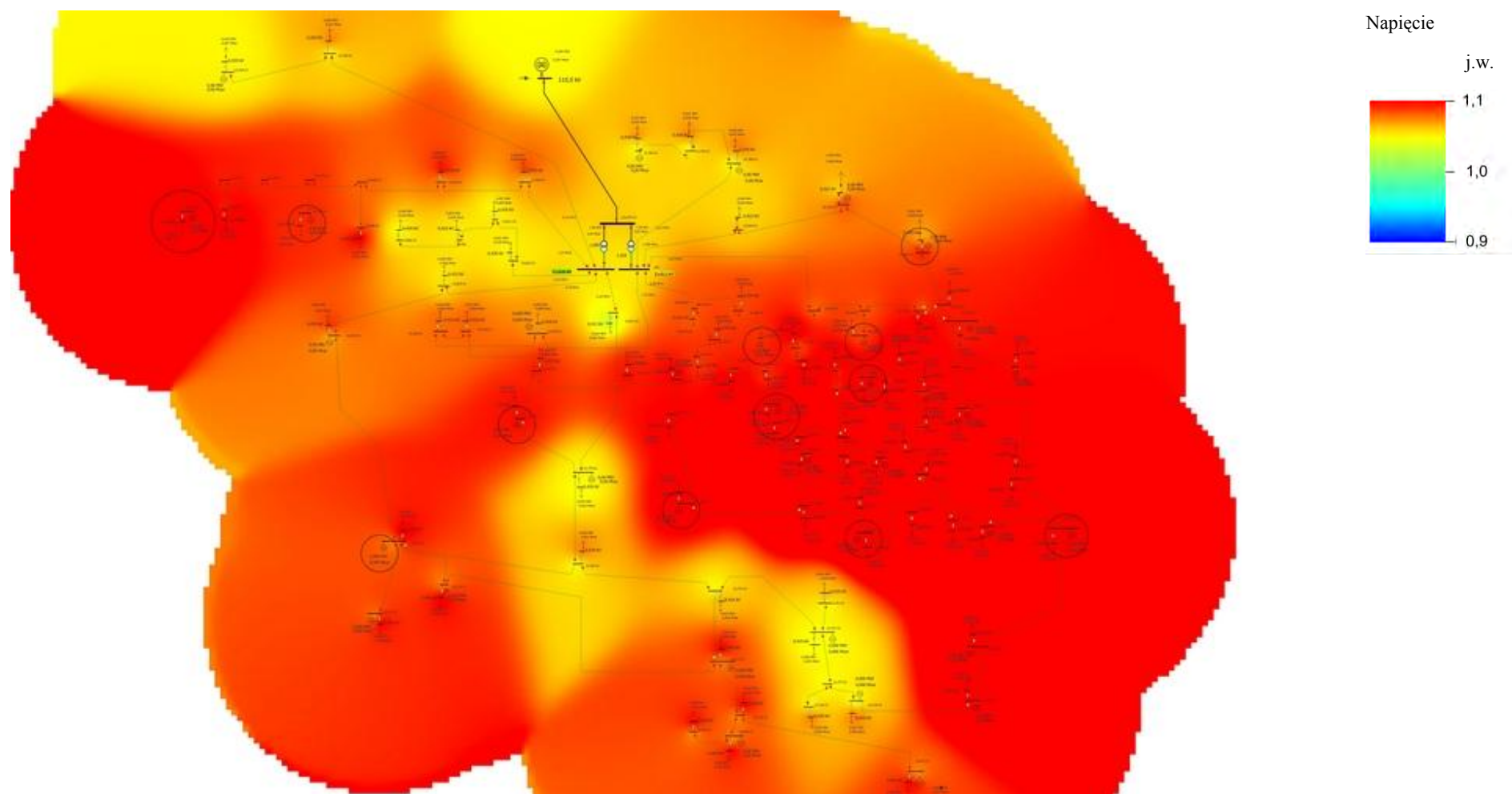
Rys. 3.9 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej; szczyt obciążenia, napięcie w GPZ zadane na 15,8 kV; bez generacji rozproszonej; ocena ekspercka zadowolająca; ocena wskaźnikowa 2,29%; liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 0



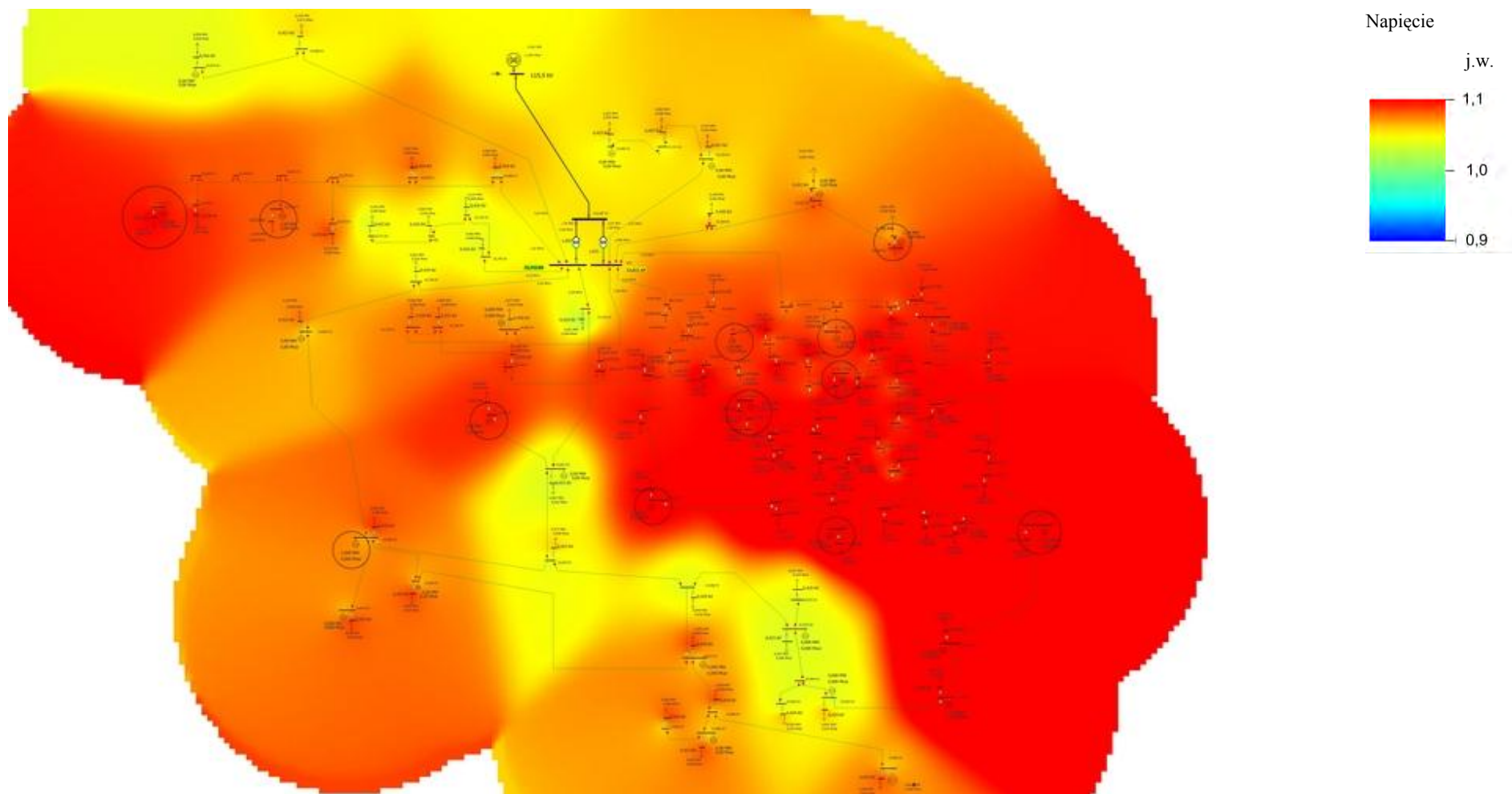
Rys. 3.10 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej; obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,8 kV; moc czynna źródeł DG 3 x 1 MW; moc bierna źródeł DG 0 Mvar; ocena ekspercka zadowalająca; ocena wskaźnikowa 1,84%; liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 0



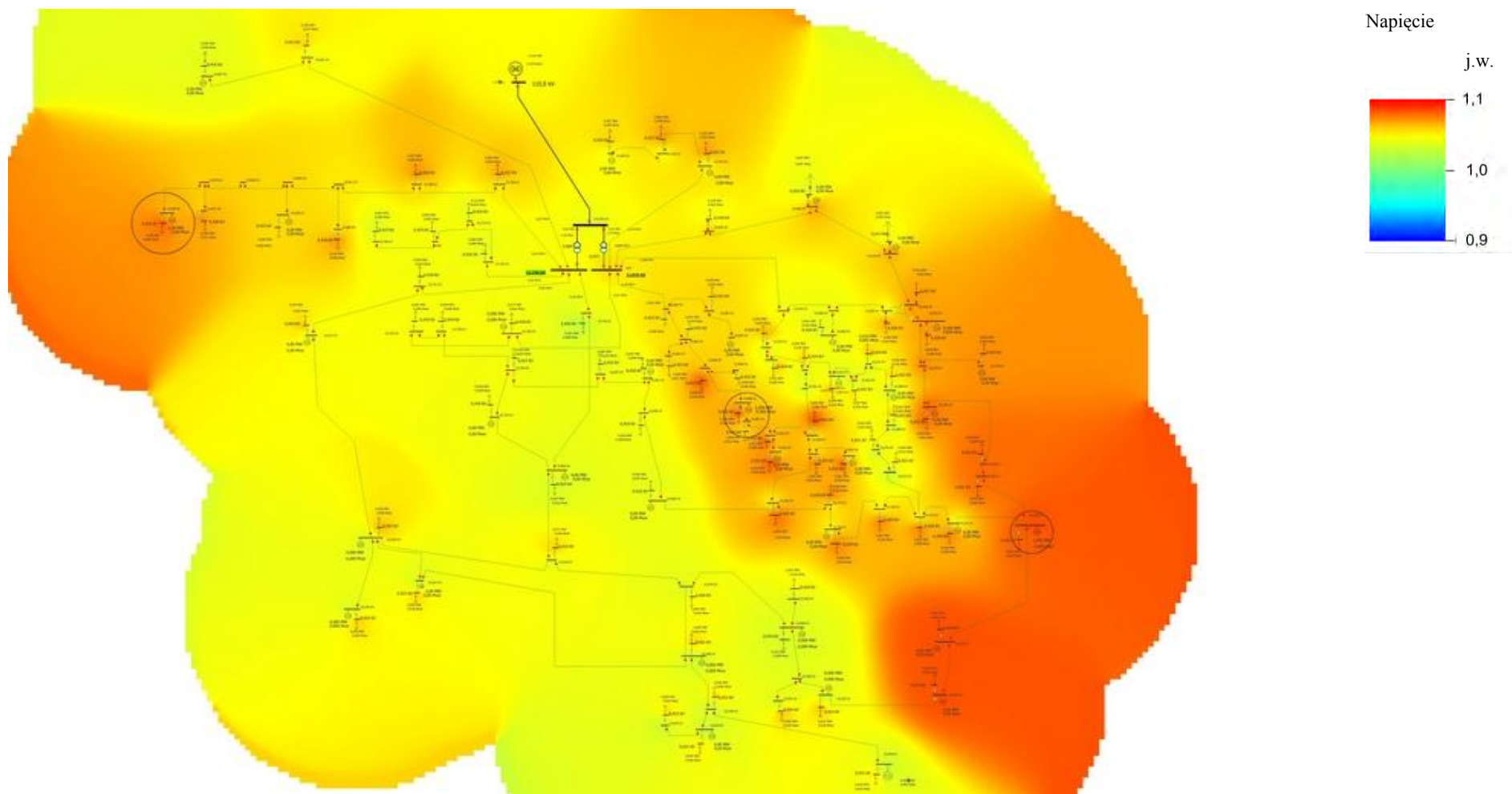
Rys. 3.11 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej; obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,8 kV; mocy czynna źródeł DG 7 x 1 MW; moc bierna źródeł DG 0 Mvar; ocena ekspercka zła; ocena wskaźnikowa 2,99%; liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 9



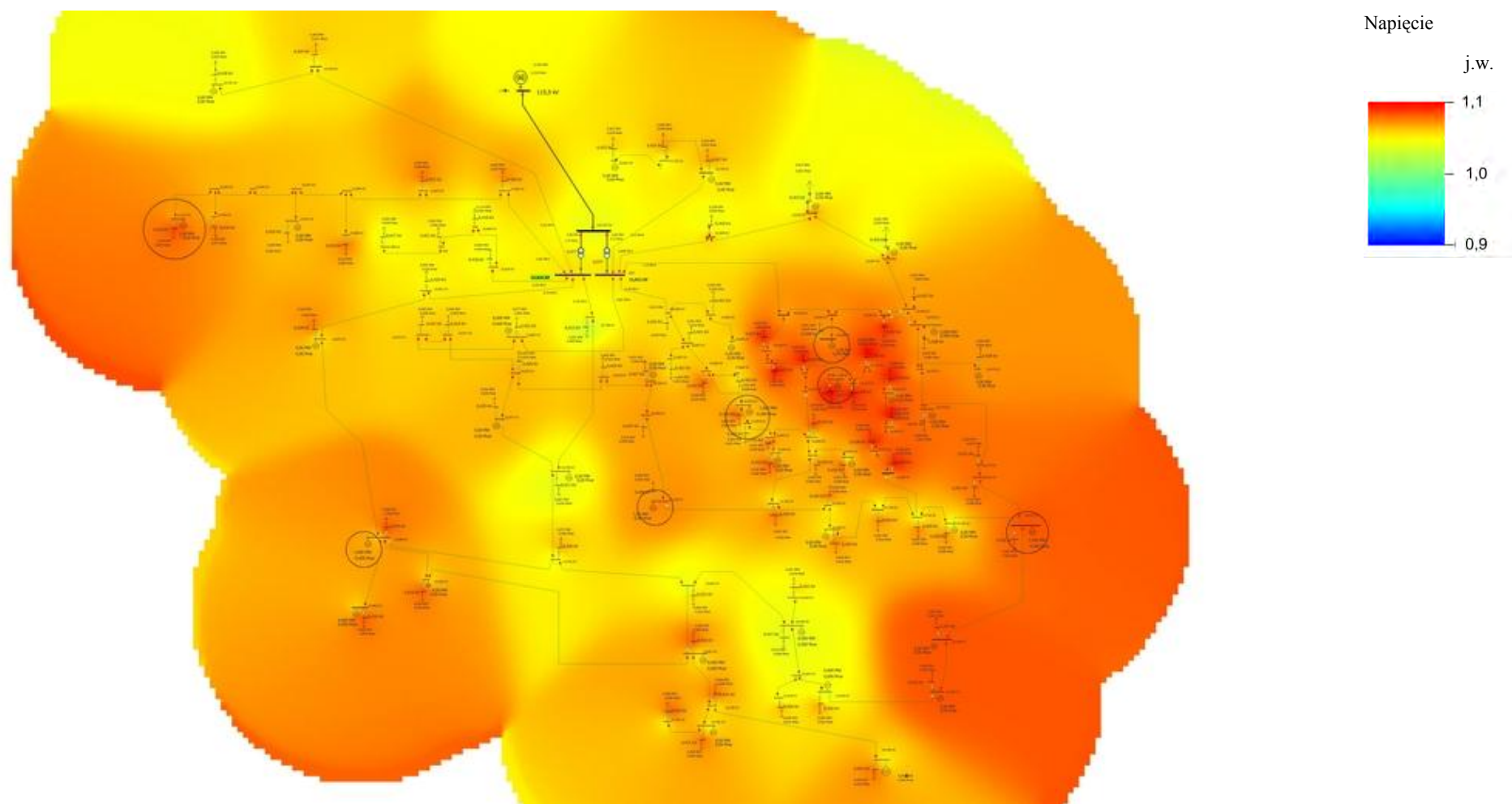
Rys. 3.12 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej: dolina obciążenia, napięcie w GPZ zadane na 15,8 kV; mocy czynna źródeł DG 12 x 1 MW; moc bierna źródeł DG 0 Mvar; ocena ekspercka zła; ocena wskaźnikowa 5,47%; liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 38



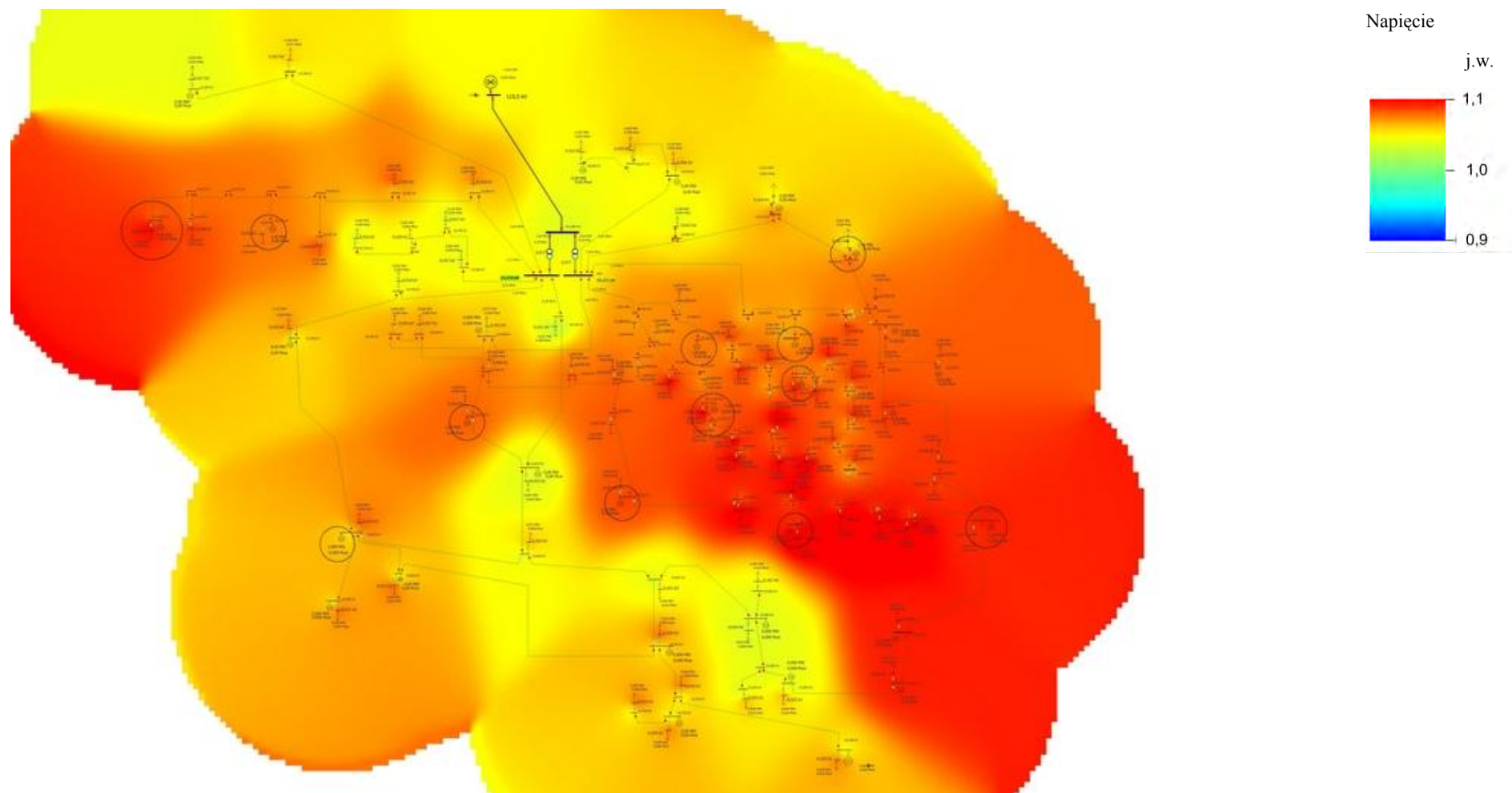
Rys. 3.13 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej: obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,8 kV; mocy czynna źródeł DG 12 x 1 MW; moc bierna źródeł DG 0 Mvar; ocena ekspercka zła; ocena wskaźnikowa 4,70%, liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 31



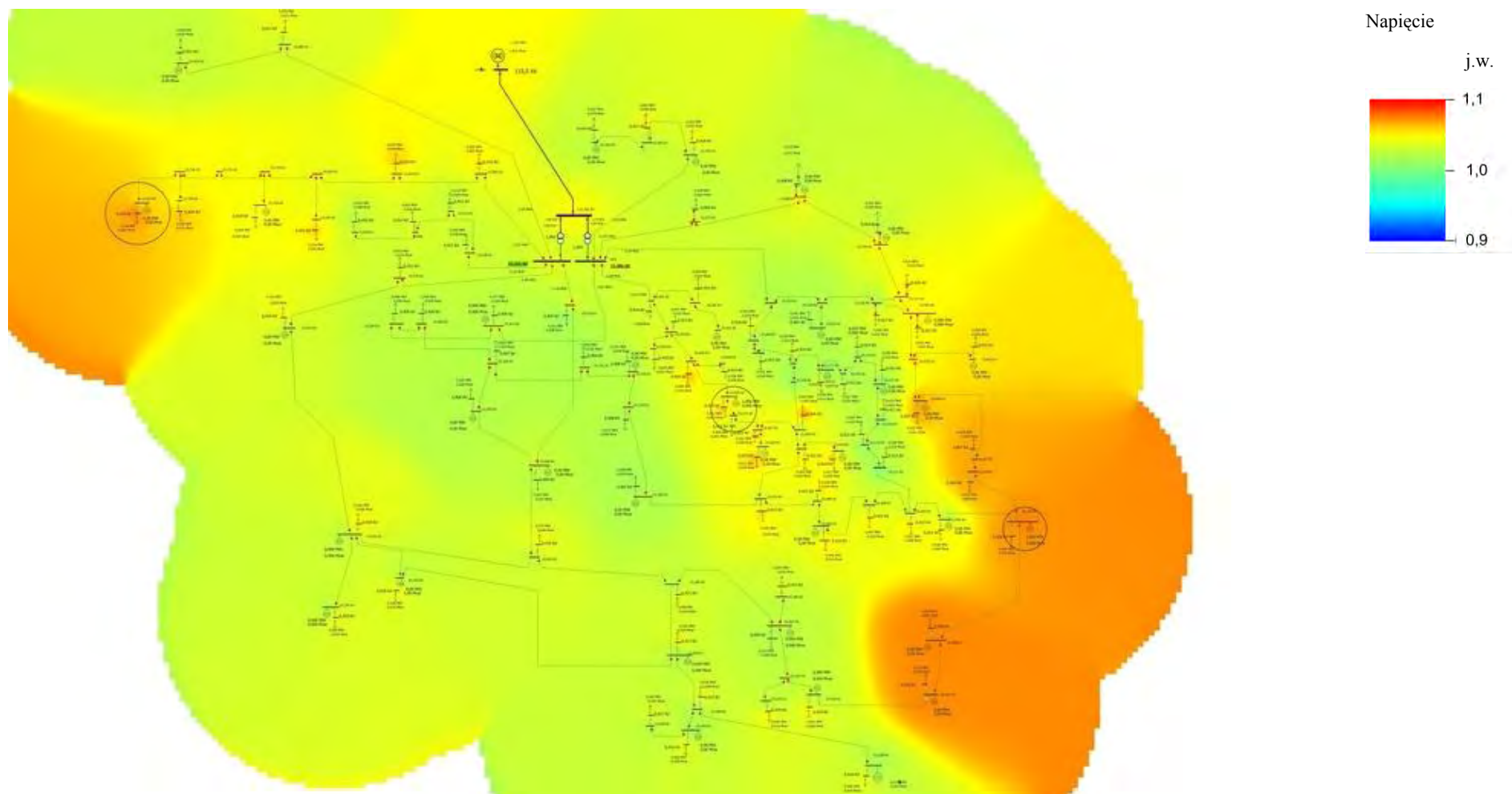
Rys. 3.14 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej: obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,8 kV; mocy czynna źródeł DG 3 x 1 MW, moc bierna źródeł DG 3 x -0,4 Mvar; ocena ekspercka dobra; ocena wskaźnikowa 1,69%, liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 0



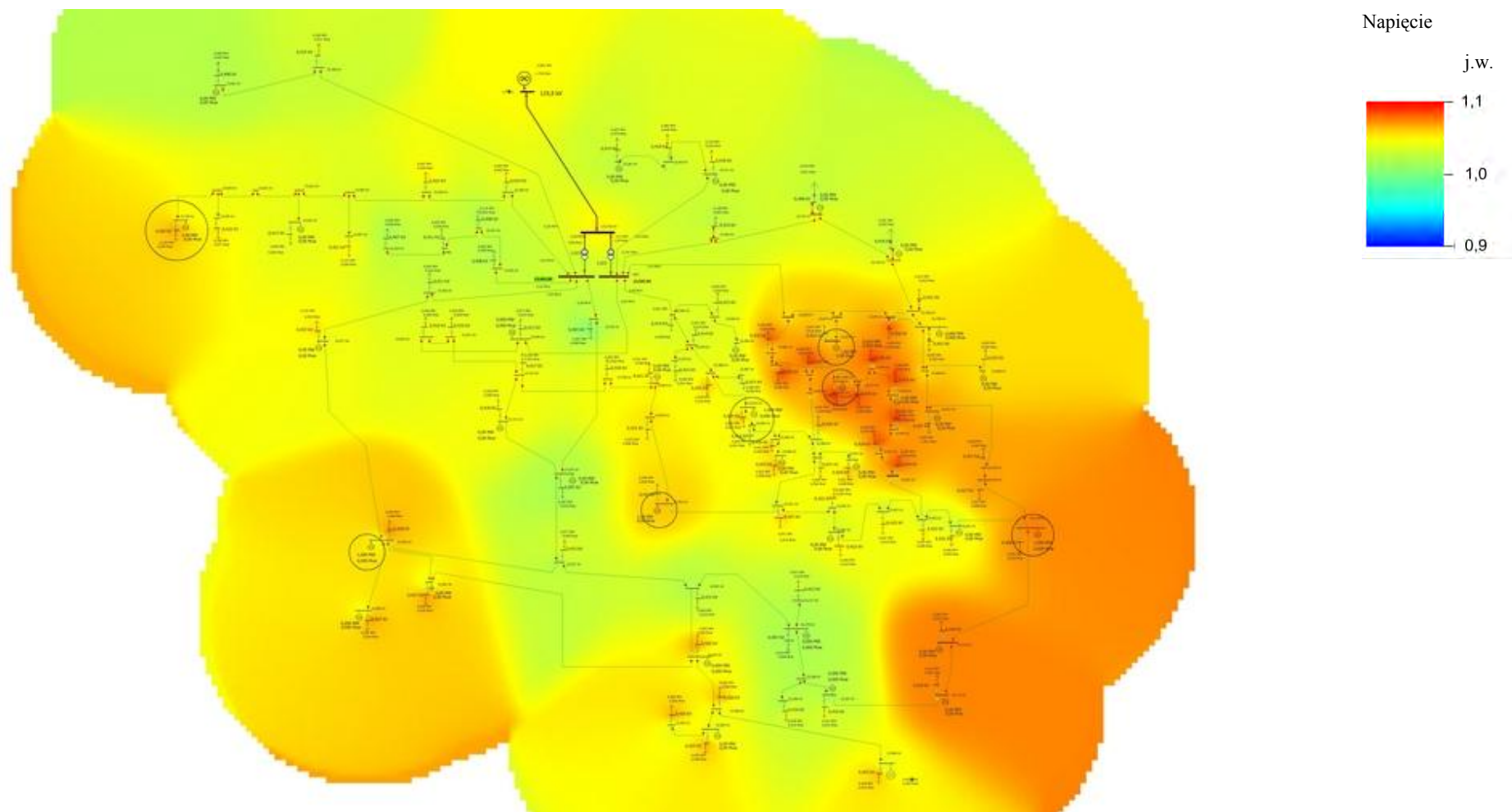
Rys. 3.15 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej: obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,8 kV; mocy czynna źródeł DG 7 x 1 MW, moc bierna źródeł DG 7 x -0,4 Mvar; ocena ekspercka zadowalająca; ocena wskaźnikowa 2,56%, liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 0



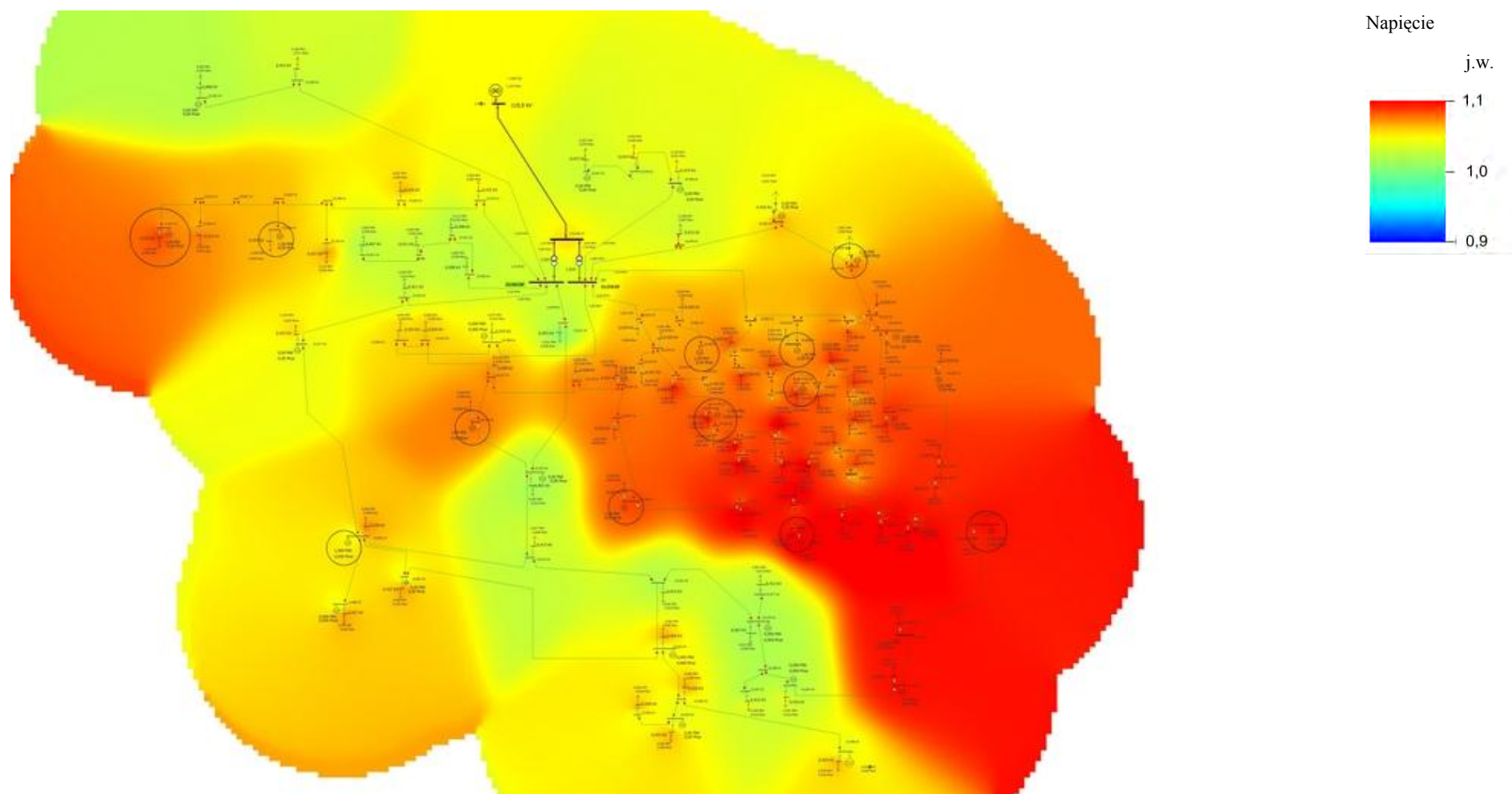
Rys. 3.16 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej: obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,8 kV; mocy czynna źródeł DG 12 x 1 MW, moc bierna źródeł DG 12 x -0,4 Mvar; ocena ekspercka zła; ocena wskaźnikowa 3,49%, liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 12



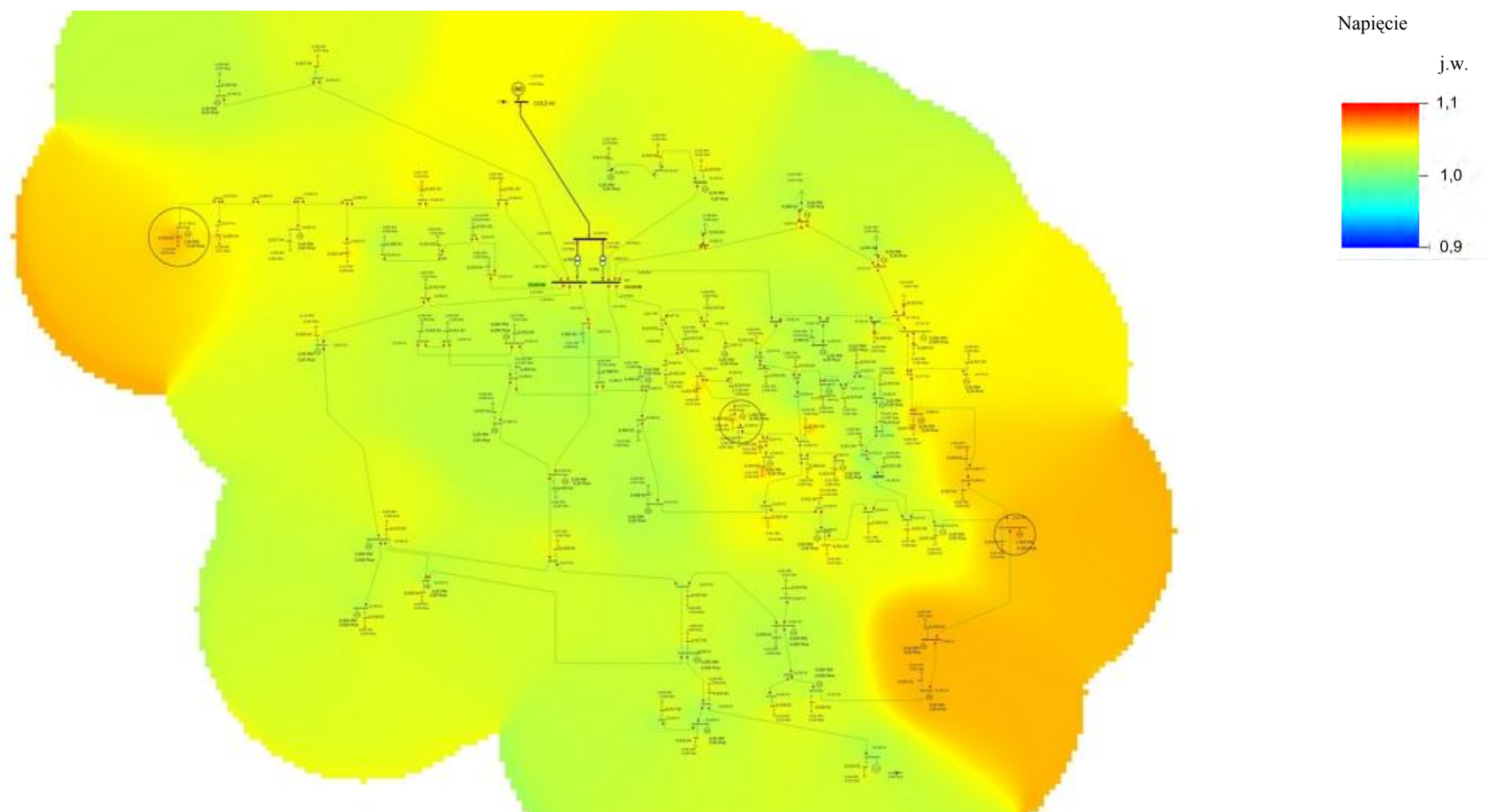
Rys. 3.17 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej: obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,5 kV; mocy czynna źródeł DG 3 x 1 MW, moc bierna źródeł DG 0 Mvar; ocena ekspercka dobra; ocena wskaźnikowa 1,78%, liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 0



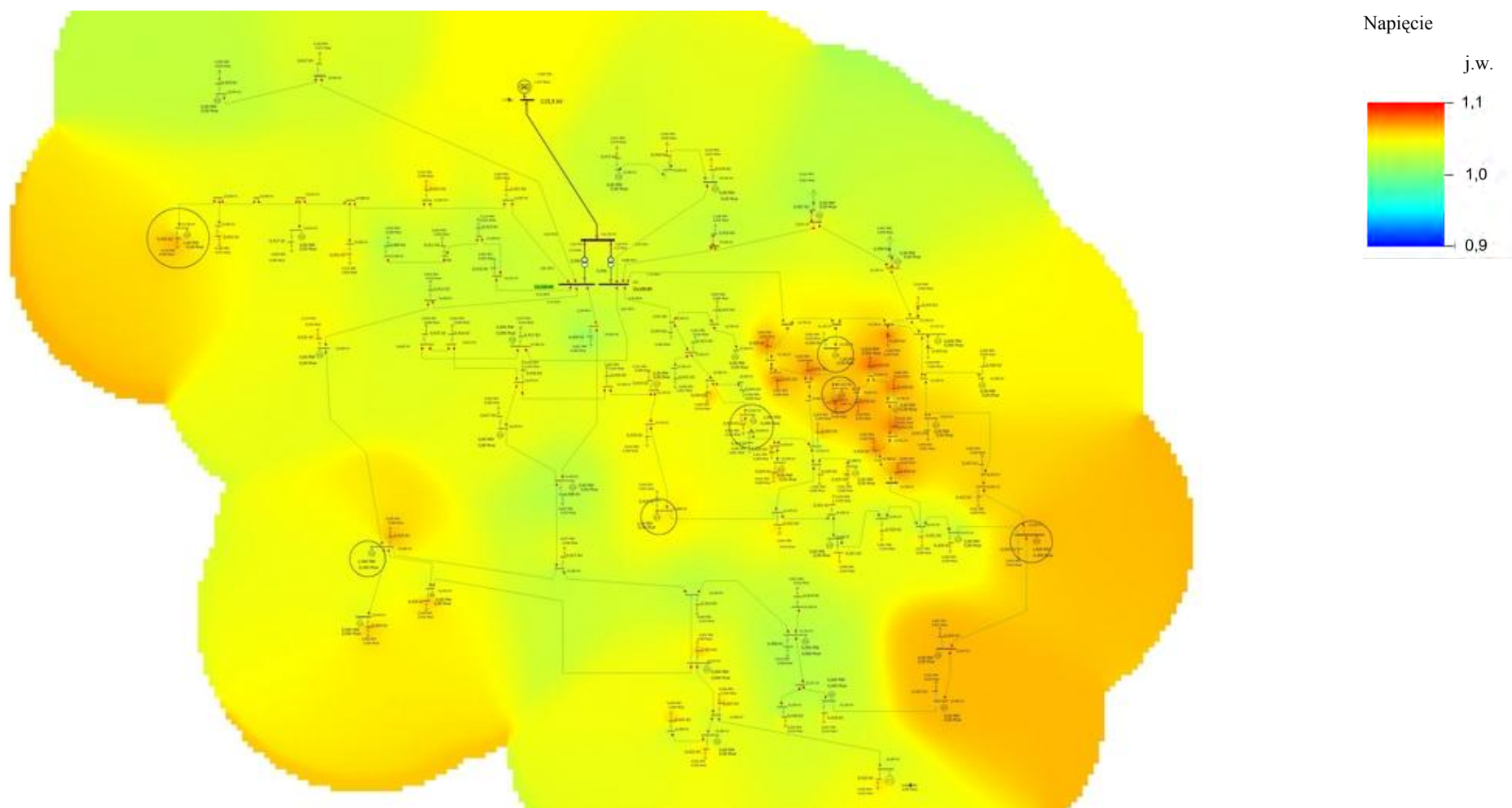
Rys. 3.18 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej: obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,5 kV; mocy czynna źródeł DG 7 x 1 MW, moc bierna źródeł DG 0 Mvar; ocena ekspercka dobra; ocena wskaźnikowa 2,03%, liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 0



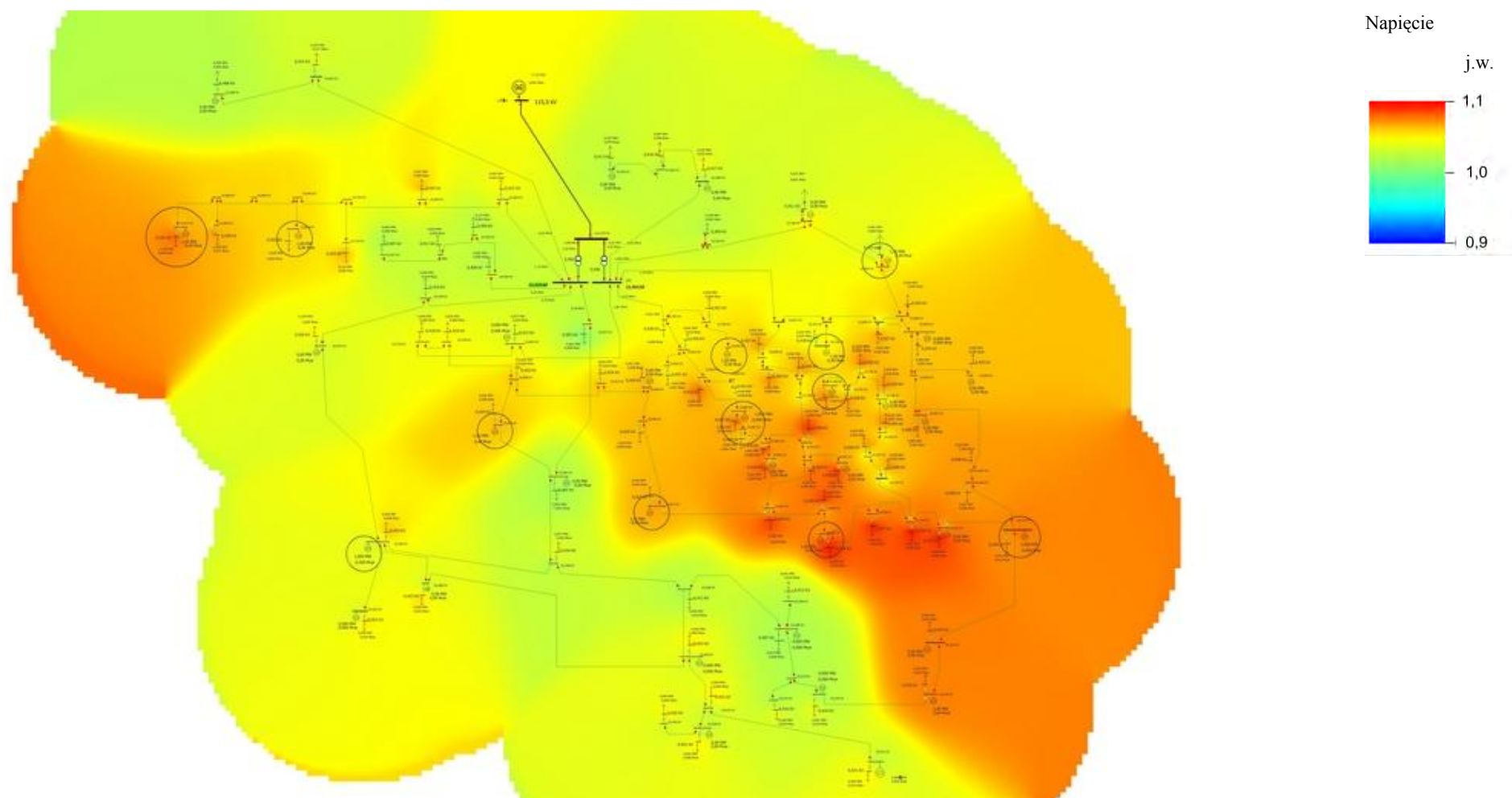
Rys. 3.19 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej: obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,5 kV; mocy czynna źródeł DG 12 x 1 MW, moc bierna źródeł DG 0 Mvar; ocena ekspercka zła; ocena wskaźnikowa 3,38%, liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 10



Rys. 3.20 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej: obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,5 kV; mocy czynna źródeł DG 3 x 1 MW, moc bierna źródeł DG 3 x -0,4 Mvar; ocena ekspercka dobra; ocena wskaźnikowa 1,60%, liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 0



Rys. 3.21 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej: obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,5 kV; mocy czynna źródeł DG 7 x 1 MW, moc bierna źródeł DG 7 x -0,4 Mvar; ocena ekspercka dobra; ocena wskaźnikowa 1,60%, liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 0



Rys. 3.22 Wizualizacja graficzna warunków napięciowych w sieci testowej: obciążenie średnie, napięcie w GPZ zadane na 15,5 kV; mocy czynna źródeł DG 12 x 1 MW, moc bierna źródeł DG 12 x -0,4 Mvar; ocena ekspercka zadowalająca; ocena wskaźnikowa 2,22%, liczba węzłów z napięciami poza przedziałem dopuszczalnym 0

3.3.3 Podsumowanie analizy pracy źródeł rozproszonych w aspekcie planowania warunków napięciowych w sieci rozdzielczej

Przedstawione na rysunkach (rys. 3.7 – rys. 3.22) przypadki pracy sieci odpowiadają wybranym, szczególnym stanom obciążeń, generacji i nastawień regulatora napięcia transformatora 110 kV/SN. Pozwalają one jednak na wyciągnięcie ogólnych wniosków w odniesieniu do analizowanych zagadnień, mianowicie:

- wskaźniki napięcia wyliczane wg zależności (3.13) mogą służyć do porównywania sieci rozdzielczych w różnych stanach i konfiguracjach pracy. Nie stanowią jednak wystarczającego kryterium oceny – każdorazowo należy sprawdzać, czy napięcia wszystkich węzłów mieszczą się w wymaganych granicach. Przejście sieci ze stanu obciążenia minimalnego do średniego skutkuje niewielką zmianą wskaźnika jakości (z 2,42% do 2,99%) ale jednocześnie w sieci pojawia się aż 9 węzłów gdzie wartości napięć są zbyt duże (tablica 3.1, lp. 2, lp. 3, rys. 3.11). Jeszcze wyraźniej widać to z porównania stanów opisanych pod l.p. 10 i l.p. 11 dla doliny obciążenia (tablica 3.1). Pomimo, że dla l.p. 10 wskaźnik jest znacznie niższy niż dla l.p. 11 to przypadek ten należy ocenić gorzej, gdyż występuje w nim aż 9 przekroczeń napięciowych,
- wprowadzenie generacji rozproszonej do sieci w stanie dużych obciążeń może zdecydowanie poprawić jakość napięcia – przy wprowadzeniu generacji 7 MW wskaźnik zmienił się z 2,29% na 1,69% (tablica 3.1 l.p. 1 i l.p. 3 dla szczytowego obciążenia),
- wprowadzenie dużej generacji rozproszonej do sieci w stanach małych obciążeń bez stosowania dodatkowych zabiegów łagodzących skutki takiej generacji grozi znacznym pogorszeniem warunków zasilania odbiorców polegającym na wystąpieniu przekroczeń napięciowych- tablica 3.1 l.p. 4, rys. 3.12,
- dla różnych stanów pracy sieci występują różne graniczne wartości mocy jaka może być wprowadzona bez powodowania przekroczeń napięciowych – tablica 3.1, porównanie od l.p. 2 do l.p. 4,
- regulacja mocy biernej w źródłach rozproszonych pozwala na poprawę jakości zasilania odbiorców oraz na zwiększenie zdolności sieci do przyjęcia mocy czynnej generowanej bez powodowania przekroczeń - tablica 3.1, porównanie od l.p. 2 do l.p. 4. z l.p. 5 do l.p. 7 i rys. 3.10 – rys. 3.12 z rys. 3.14 – rys. 3.16,

- regulacja napięcia na szynach transformatorów w zależności od stanu obciążenia sieci pozwala na poprawę jakości zasilania odbiorców oraz na zwiększenie zdolności układu do przyjęcia mocy czynnej generowanej bez powodowania przekroczeń – tablica 3.1, porównanie od l.p. 2 do l.p. 4. z l.p. 8 do l.p. 10 i rys. 3.10 – rys. 3.12 z rys. 3.17 – rys. 3.19,
- regulacja napięcia na szynach transformatorów w zależności od stanu obciążenia sieci daje lepsze możliwości poprawy jakości napięcia zasilającego odbiorców i zwiększenia zdolności układu do przyjęcia mocy czynnej generowanej bez powodowania przekroczeń niż regulacja mocy biernej źródeł – tablica 3.1, porównanie od l.p. 5 do l.p. 7. z l.p. 8 do l.p. 10 i rys. 3.14 – rys. 3.16 z rys. 3.17 – rys. 3.19,
- jednoczesna regulacja napięcia na szynach transformatorów w zależności od stanu obciążenia sieci oraz regulacja mocy biernej w źródłach rozproszonych daje duże możliwości poprawy warunków zasilania odbiorców i zwiększenia zdolności sieci do przyjmowania mocy generowanej w źródłach rozproszonych bez powodowania przekroczeń napięciowych u odbiorców - porównanie tablica 3.1 od l.p. 2 do l.p. 10 z l.p. 11 do l.p. 13 oraz rys. 3.10 – rys. 3.19 z rys. 3.20 – rys. 3.22.

Powyższe wnioski z badań sieci testowej potwierdziły konieczność uwzględniania w pracy sieci rozdzielczych przyłączanych do niej źródeł rozproszonych. W przypadku, gdy przyłączane są źródła o ustalonej i spokojnej pracy można w drodze obliczeniowej przygotować instrukcję ich współpracy z siecią oraz program pracy sieci w taki sposób, by jakość napięcia w węzłach odbiorczych nie uległa pogorszeniu lub nawet została poprawiona. Konieczne może być wówczas sprawdzenie i skorygowanie nastaw regulatora napięcia transformatora 110 kV/SN w zależności od stanu pracy sieci i jej stopnia obciążenia. Czasem może być wskazana także zmiana nastaw przełącznika zaczepów transformatorów SN/nn w stacjach zlokalizowanych w pobliżu źródła. Dużo korzyści może jednak przynieść włączenie do aktywnej regulacji napięć w sieci niezależnych producentów energii. Techniczne warunki do zapewnienia takiej współpracy (układy telemechaniki, łącza) są dostępne.

Zdecydowanie trudniejsze warunki pracy występują w przypadku źródeł o dużej zmienności generowanej mocy. Zmienność mocy generowanej w źródłach rozproszonych może w naturalny sposób wynikać z ich technologii (energetyka wiatrowa) lub z braku doświadczeń eksploatacyjnych i eksperymentalnego charakteru niektórych źródeł (na

przykład początkowy etap pracy układów biogazowych). Nie mogą one być brane pod uwagę jako wsparcie dla sieci przy planowaniu pracy układu normalnego. Co więcej, istnieją ostrzejsze ograniczenia co do znamionowej mocy tego typu źródeł, tak, by w różnych stanach sieci nie dochodziło do przekroczeń napięciowych. W przypadku poprawnie skonfigurowanego układu, z dobrze dobranymi i na przestrzeni lat sprawdzonymi nastawami przełączników zaczepek transformatorów SN/nn oraz parametrami regulatorów napięć na szynach średniego napięcia transformatorów 110 kV/SN nie jest celowa ich zmiana po włączeniu nowych źródeł. Tym bardziej, że w przypadku niektórych (elektrownie wiatrowe, źródła fotowoltaiczne, elektrownie wodne bez zbiornika wody) nie da się przewidywać kiedy, i z jaką mocą, będą mogły pracować. Na etapie przygotowywania inwestycji, dla różnych wariantów pracy układu, ustala się jedynie maksymalną moc źródła tak, by nie wystąpiły przekroczenia w żadnym stanie obciążenia. Moc źródła musi być stale ograniczona do tej wartości. Dzięki obserwowanemu rozwojowi układów regulacji i telemekhaniki należy się spodziewać, że będzie możliwe rozszerzenie granic maksymalnej mocy również dla tego typu źródeł. Konieczne jest jednak opracowanie metod estymacji wartości napięć na podstawie ograniczonych danych pomiarowych oraz algorytmów działania regulatorów napięć transformatorów 110 kV/SN minimalizujących wskaźnik jakości napięcia.

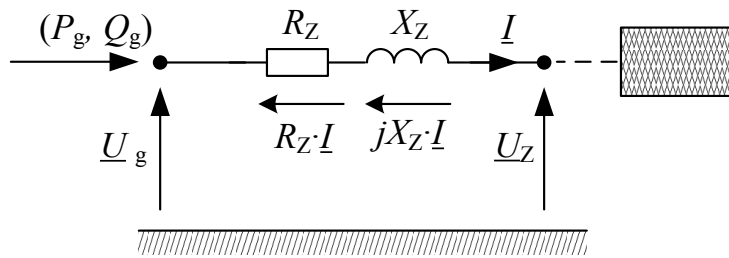
Włączenie do systemu regulacji napięć źródeł rozproszonych przy wykorzystaniu ich możliwości generacji czy poboru mocy biernej to kolejne wyzwanie i kolejna szansa na poprawę jakości zasilania odbiorców oraz zwiększenie zdolności sieci do przyjęcia generowanej w nich mocy.

4 Oddziaływanie napięciowe źródeł energii elektrycznej na sieć rozdzielczą

Źródła rozproszone oddziałują na sieć rozdzielczą podobnie jak klasyczne jednostki wytwórcze – wprowadzają do sieci moc czynną i bierną. Ze względu jednak na strukturę sieci dystrybucyjnych, parametry jednostkowe układów przesyłowych oraz moce jednostek wytwórczych, oddziaływanie to jest odbierane przez sieć w sposób odmienny. Stąd też wymagają one odmiennego podejścia w czasie analiz niż klasyczne źródła przyłączane do sieci przesyłowych.

4.1 Podejście klasyczne – źródło pracujące na sieć „sztywną”

Analizując pracę źródeł energii w sieciach wysokiego napięcia rozpatruje się najczęściej przypadek pracy źródła wprowadzającego moc P_g i Q_g do „sieci sztywnej” (o nieskończenie wielkiej mocy zwarciowej) za pośrednictwem układu przesyłowego.



Rys. 4.1 Schemat zastępczy układu źródła o napięciu U_g współpracującego z siecią sztywną

Na rys. 4.1 przedstawiono schemat zastępczy takiego układu zawierającego źródło o napięciu U_g współpracujące z siecią pracującą przy stałej wartości napięcia U_Z . Źródło połączone jest z siecią za pośrednictwem toru przesyłowego o parametrach: rezystancja – R_Z , reaktancja – X_Z . Po przyjęciu oznaczeń

$$\underline{Z} = R_Z + jX_Z \quad (4.1)$$

$$\frac{R_Z}{Z} = \sin \mu, \quad \frac{X_Z}{Z} = \cos \mu \quad (4.2)$$

można wyprowadzić [33, 48, 49] następujące wzory na moce (czynną i bierną) wprowadzone ze źródła do węzła (oznaczonego literą g), w którym jest ono przyłączone

$$P_g = \frac{U_g \cdot U_Z}{Z} \sin(\delta_g - \mu) + \frac{U_g^2}{Z} \sin \mu \quad (4.3)$$

$$Q_g = \frac{U_g^2}{Z} \cos \mu + \frac{U_g \cdot U_Z}{Z} \cos(\delta_g - \mu) \quad (4.4)$$

przy czym δ_g jest kątem pomiędzy fazorami $\underline{U}_g$ i $\underline{U}_Z$ ($\delta_g = \delta_{U_g} - \delta_{U_Z}$).

Eliminując ze wzorów (4.3) kąt δ_g (dzięki tożsamości $\sin^2 \delta_g + \cos^2 \delta_g = 1$) otrzymuje się następującą zależność

$$\left(P_g - \frac{U_g^2}{Z} \sin \mu \right)^2 + \left(Q_g - \frac{U_g^2}{Z} \cos \mu \right)^2 = \left(\frac{U_g \cdot U_Z}{Z} \right)^2 \quad (4.5)$$

Wynika z niej, że punkty pracy źródła pracującego z mocą czynną P_g i bierną Q_g spełniają w układzie współrzędnych (P_g, Q_g) równanie okręgu o środku w punkcie $\left(\frac{U_g^2}{Z} \sin \mu, \frac{U_g^2}{Z} \cos \mu \right)$ i o promieniu $\frac{U_g \cdot U_Z}{Z}$.

Jeśli rozpatrujemy bezstratny tor przesyłowy ($R_Z = 0$, $\sin \mu = 0$) równanie (4.5) przyjmuje postać

$$P_g^2 + \left(Q_g - \frac{U_g^2}{X_Z} \right)^2 = \left(\frac{U_g \cdot U_Z}{X_Z} \right)^2 \quad (4.6)$$

Aby wykreślić rodzinę okręgów odpowiadających równaniu (4.6) dla różnych zależności między wartościami napięć U_g oraz U_Z (wyrażonymi w jednostkach względnych) oszacowano wartość reaktancji X_Z .

Gdyby przyjąć, że przedmiotem rozważań jest blok energetyczny o mocy $P_{Ng} = 500$ MW, a linia 400 kV łącząca go z systemem ma długość 100 km, wtedy obliczenia byłyby prowadzone dla impedancji podstawowej

$$[Z] = \frac{U_N^2}{S_{Ng}} = \frac{400^2}{(500/0,85)} = 272 \Omega \quad (4.7)$$

i reaktancja linii wynosząca 30Ω (linia wykonana przewodami 2 x AFL 525 mm²) miałaby wartość rzędu 0,1 j.w. (jednostek względnych), którą przyjęto do dalszych rozważań.

Gdyby przyjąć, że $U_Z = 1,0$ j.w. a $U_g = 1,1$ j.w. wtedy uwzględniając wprowadzone założenia równanie (4.6) przyjmuje postać

$$P_g^2 + (Q_g - 12,1)^2 = 11^2 \quad (4.8.a)$$

Odpowiednio dla wartości $U_g = 1,05$ j.w., $U_g = 1,025$ j.w., $U_g = 1,0$ j.w. otrzymuje się

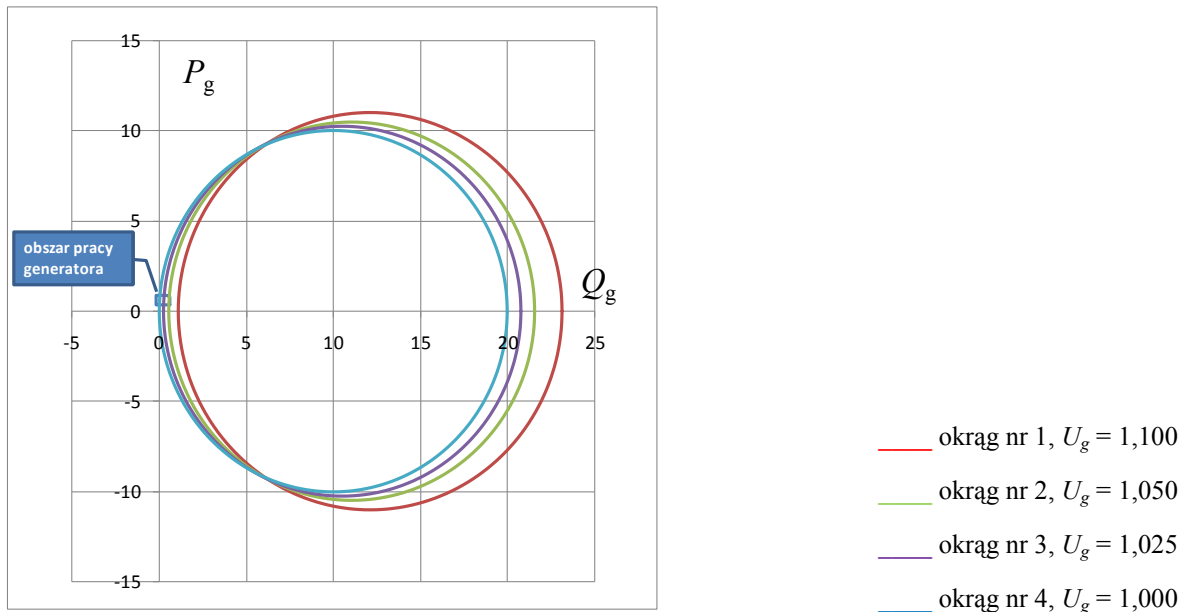
$$P_g^2 + (Q_g - 11,03)^2 = 10,5^2 \quad (4.8.b)$$

$$P_g^2 + (Q_g - 10,5)^2 = 10,25^2 \quad (4.8.c)$$

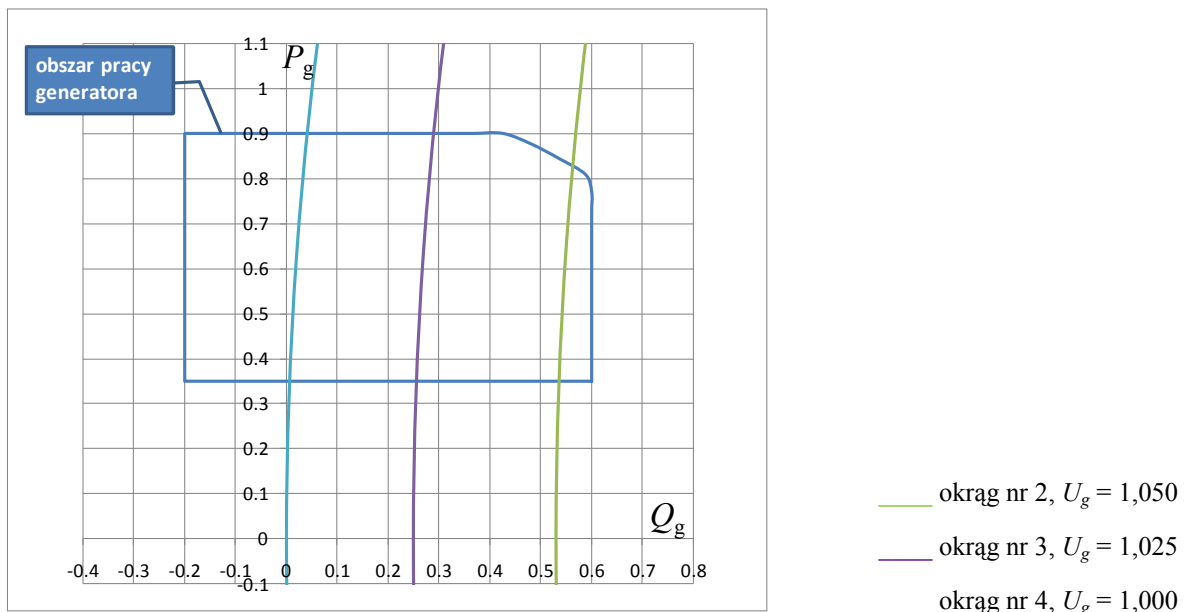
$$P_g^2 + (Q_g - 10)^2 = 10^2 \quad (4.8.d)$$

Na rys. 4.2a przedstawiono okręgi opisane za pomocą równań (4.8 a, b, c i d). Na rysunku tym naniesiono również przybliżony, dopuszczalny obszar pracy źródła, wynikający z jego mocy znamionowej, ograniczeń wzbudzenia, stabilności itp. (szerzej konstrukcję tego obszaru omówiono w [5, 40, 48, 49, 89]).

Widać, że okręgi opisane równaniem (4.6) i dopuszczalny obszar pracy generatora są to konstrukcje geometryczne o zupełnie różnych wzajemnych proporcjach i rozmiarach. Obszar dopuszczalnej pracy generatora obejmuje niewielkie fragmenty okręgów (4.6). Można z dużą dokładnością przyjąć, że w dopuszczalnym obszarze pracy generatora fragmenty okręgów mogą być reprezentowane za pomocą linii prostych będących st stycznymi do okręgów w punkcie ich przecięcia z osią Q_g . Na rys. 4.2b przedstawiono to w innej skali, koncentrując uwagę na dopuszczalnym obszarze pracy.



Rys. 4.2a Ilustracja teoretycznej zależności pomiędzy mocą czynną i bierną źródła dla różnych wartości napięcia na jego zaciskach w przypadku bezstratnego układu przesyłowego ($R_Z = 0$ j.w.)



Rys. 4.2b Ilustracja teoretycznej zależności pomiędzy mocą czynną i bierną źródła dla różnych wartości napięcia na jego zaciskach w przypadku bezstratnego układu przesyłowego ($R_Z = 0$ j.w.) – wykres ograniczony do dopuszczalnego obszaru pracy

Jak widać z rys. 4.2b mechanizm regulacji napięcia w przypadku źródła rozpatrywanego w tym przypadku jest następujący: jeśli zakłada się, że napięcie U_g ma być nieznacznie większe od napięcia sieci U_Z , to stopniowo zwiększając moc czynną P_g generowaną w źródle należy utrzymywać stały poziom generowanej mocy biernej. Gdyby napięcie U_g miało być znacznie wyższe od U_Z (np. $U_g = 1,2$ j.w. czy $U_g = 1,25$ j.w.) to pułap

maksymalnej mocy biernej źródła okaże się niewystarczający, aby zrealizować oczekiwany poziom regulacji napięcia U_g , nawet przy zerowej generacji mocy czynnej.

Przeprowadzone rozważania w sensie matematycznym odpowiadają wyznaczeniu równania stycznej do okręgu opisanego równaniem (4.6) w punkcie przecięcia przez ten okrąg osi mocy biernej (Q_g) – rys. 4.2. Współrzędne tego punktu to

$$Q_{g0} = \frac{U_g^2}{X_Z} - \frac{U_g U_Z}{X_Z}, \quad P_{g0} = 0 \quad (4.9)$$

Równanie stycznej do okręgu w tym punkcie jest dane zależnością

$$Q_g = Q_{g0} \quad (4.10)$$

Przyjmując, że $U_g = U_Z + \Delta U$ (wartość ΔU jest niewielka w stosunku do U_g) równanie stycznej można zapisać jako

$$Q_g = \frac{\Delta U}{X_Z} U_Z \quad (4.11)$$

i stąd wyznaczyć wartość ΔU , czyli

$$\Delta U = \frac{Q_g}{U_Z} X_Z \quad (4.12)$$

Zależność (4.12) wyznacza możliwości regulacji napięcia przez źródło w zależności od generowanej mocy biernej i jak widać są one całkowicie niezależne od generowanej mocy czynnej P_g .

4.2 Specyfika pracy generatora małej mocy w sieci o dużej wartości rezystancji układu przesyłowego

W przypadku instalowania źródeł generacji rozproszonej w sieci niskiego i średniego napięcia nie można utrzymywać założeń o bezstratności toru przesyłowego. W wielu przypadkach $R_Z > X_Z$. Na przykład dla linii SN wykonanej przewodem AFL 35 mm² $R' = 0,84 \Omega/\text{km}$, $X' = 0,34 \Omega/\text{km}$. W dalszych rozważaniach przyjęto (dla celów studialnych) nieco przejawione założenie, że $X_Z = 0$ ($\cos \mu = 0$). Tym samym równanie (4.5) przyjmuje postać

$$\left(P_g - \frac{U_g^2}{R_Z}\right)^2 + Q_g^2 = \left(\frac{U_g \cdot U_Z}{R_Z}\right)^2 \quad (4.13)$$

Aby wykreślić, podobnie jak uprzednio, typową rodzinę okręgów odpowiadających równaniu (4.13), oszacowano wartość R_Z . Gdyby przyjąć, że przedmiotem rozważań jest źródło o mocy $P_{Ng} = 1 \text{ MW}$, a linia 15 kV łącząca go z systemem ma 20 km długości, wtedy obliczenia byłyby prowadzone dla impedancji podstawowej

$$[Z] = \frac{U_N^2}{S_{Ng}} = \frac{15^2}{(1/0,85)} = 191 \Omega \quad (4.14)$$

i rezystancja linii wynosząca 16,8 Ω miałaby wartość rzędu 0,1 j.w., którą przyjęto do dalszych rozważań.

Przyjmując, podobnie jak poprzednio dla sieci bezstratnej, wartości napięć U_g kolejno na poziomie 1,1, 1,05, 1,025 i 1,0 otrzymuje się równania okręgów o następującej postaci

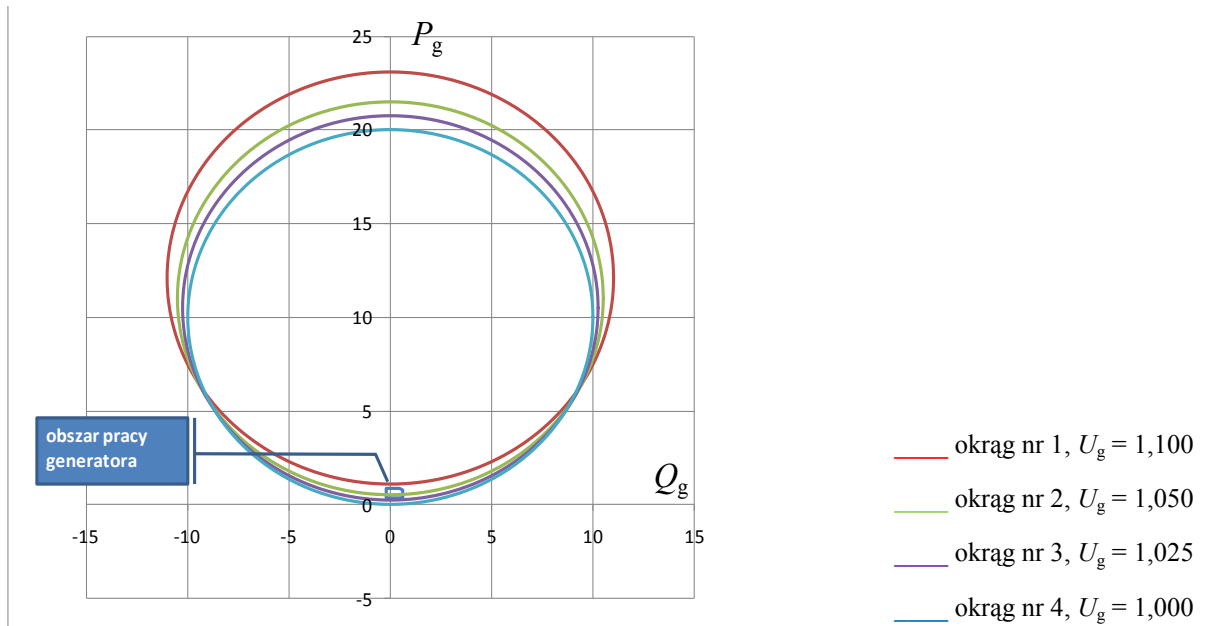
$$(P_g - 12,1)^2 + Q_g^2 = 11^2 \quad (4.15.a)$$

$$(P_g - 11,03)^2 + Q_g^2 = 10,5^2 \quad (4.15.b)$$

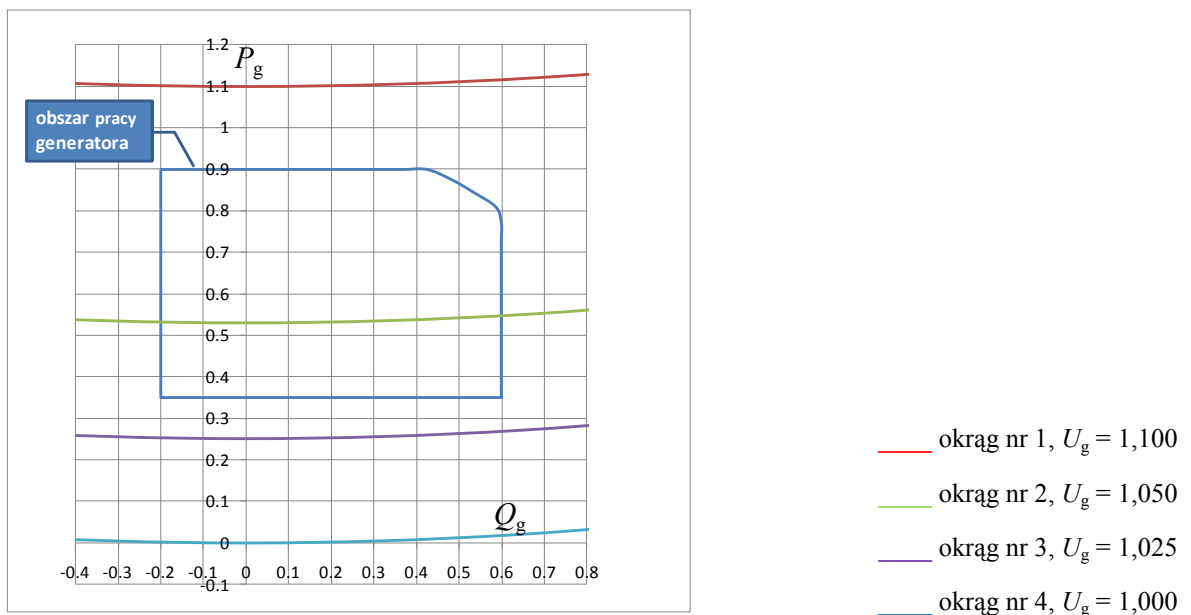
$$(P_g - 10,5)^2 + Q_g^2 = 10,25^2 \quad (4.15.c)$$

$$(P_g - 10)^2 + Q_g^2 = 10^2 \quad (4.15.d)$$

Na rys. 4.3a przedstawiono rodzinę okręgów opisaną za pomocą równań (4.15 a, b, c i d). Tak jak w poprzednio rozważanym przypadku na rysunku pokazano dopuszczalny obszar pracy źródła wynikający z jego mocy znamionowej i ograniczeń wynikających z innych parametrów. Można z dużą dokładnością stwierdzić, że w dopuszczalnym obszarze pracy źródła fragmenty okręgów opisanych równaniami takimi jak (4.15.a ÷ 4.15.d) mogą być reprezentowane za pomocą linii prostych będących st stycznymi do nich w punkcie przecięcia z osią P_g . Na rys. 4.3b przedstawiono to w innej skali, koncentrując uwagę na dopuszczalnym obszarze pracy źródła.



Rys. 4.3a Ilustracja teoretycznej zależności pomiędzy mocą czynną i bierną źródła dla różnych wartości napięcia na jego zaciskach w przypadku układu przesyłowego o zerowej reaktancji ($X_Z = 0$ j.w.)



Rys. 4.3b Ilustracja teoretycznej zależności pomiędzy mocą czynną i bierną źródła dla różnych wartości napięcia na jego zaciskach w przypadku układu przesyłowego o zerowej reaktancji ($X_Z = 0$ j.w.) – wykres ograniczony do dopuszczalnego obszaru pracy

Na podstawie rys. 4.3b można stwierdzić, że przesył mocy za pośrednictwem toru „rezystancyjnego” (o zerowej reaktancji) odbywa się przy zupełnie innych warunkach napięciowych niż w przypadku toru o zerowej rezystancji. Stopniowe powiększanie mocy źródła od P_{gmin} do P_{gmax} wymusza powiększenie napięcia U_g w miejscu przyłączenia źródła, stopniowo do coraz większych wartości. Układ regulacji źródła może utrzymywać na stałym poziomie jego moc bierną (np. Q_{g1}), nie może być jednak mowy o regulacji

napięcia U_g . Zmienność tego napięcia jest bowiem w naturalny sposób związana ze zmiennością generowanej mocy czynnej. Jest to jakościowo inna relacja niż w przypadku źródeł dużej mocy pracujących w sieci przesyłowej, gdyż w tamtym przypadku wartość napięcia w miejscu przyłączenia źródła zależy od generowanej w nim mocy bierniej, a nie czynnej, co jak wskazano charakteryzuje źródła małej mocy współpracujące z torem przesyłowym o dużej rezystancji.

Powyższe rozważania, w sensie matematycznym, odpowiadają wyznaczeniu równania stycznej do okręgu (4.13) w punkcie przecięcia przez ten okrąg osi mocy czynnej (P_g) – rys. 4.3b. Współrzędne tego punktu to

$$Q_{g0} = 0, \quad P_{g0} = \frac{U_g^2}{R_Z} - \frac{U_g U_Z}{R_Z} \quad (4.16)$$

a równanie stycznej

$$P_g = P_{g0} \quad (4.17)$$

Przyjmując, że $U_g = U_Z + \Delta U$ (wartość ΔU jest niewielka w stosunku do U_g , $\Delta U \ll U_g$) równanie stycznej można zapisać jako

$$P_g = \frac{\Delta U}{R_Z} U_Z \quad (4.18)$$

więc różnica napięcia pomiędzy miejscem przyłączenia źródła a stacją zasilającą będzie dana zależnością

$$\Delta U = \frac{P_g}{U_Z} R_Z \quad (4.19)$$

Zależność (4.19) może być traktowana jako wyrażenie określające wartość „podbicia napięcia” (takiego terminu używają ostatnio praktycy) w wyniku przyłączenia do sieci źródła o mocy P_g .

4.3 Praca źródła w rzeczywistej sieci rozdzielczej

W praktyce, w sieciach średnich napięć wartości rezystancji i reaktancji są zbliżone do siebie, więc żadna z tych wielkości nie powinna być pomijana w rozważaniach. Przykładowo dla linii SN wykonanej przewodem AFL6 70 mm² $R' = 0,42 \Omega/\text{km}$,

$X' = 0,34 \Omega/\text{km}$. Tym samym w równaniu okręgu (4.5) nie można pominąć żadnego składnika.

Aby wykreślić, podobnie jak uprzednio, typową rodzinę okręgów odpowiadających równaniu (4.5), oszacowano wartość R_Z i X_Z . Gdyby ponownie przyjąć, że przedmiotem rozważań jest źródło o mocy $P_{Ng} = 1 \text{ MW}$, a linia 15 kV łącząca go z systemem ma 20 km długości, oraz że obliczenia są prowadzone dla impedancji podstawowej

$$[Z] = \frac{U_N^2}{S_{Ng}} = \frac{15^2}{(1/0,85)} = 191 \Omega \quad (4.20)$$

to zarówno rezystancja linii wynosząca $8,4 \Omega$, jak i reaktancja linii wynosząca $6,8 \Omega$ miałyby wartości rzędu $0,04 \text{ j.w.}$, które przyjęto do dalszych rozważań. Impedancja układu zasilającego wynosi zatem

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{0,04^2 + 0,04^2} \approx 0,06 \text{ j.w.} \quad (4.21)$$

Przyjmując, podobnie jak wcześniej wartości napięć U_g kolejno na poziomie $1,1, 1,05, 1,025, 1,0$ otrzymuje się równania okręgów o następującej postaci

$$(P_g - 14,3)^2 + (Q_g - 14,3)^2 = 18,3^2 \quad (4.22.a)$$

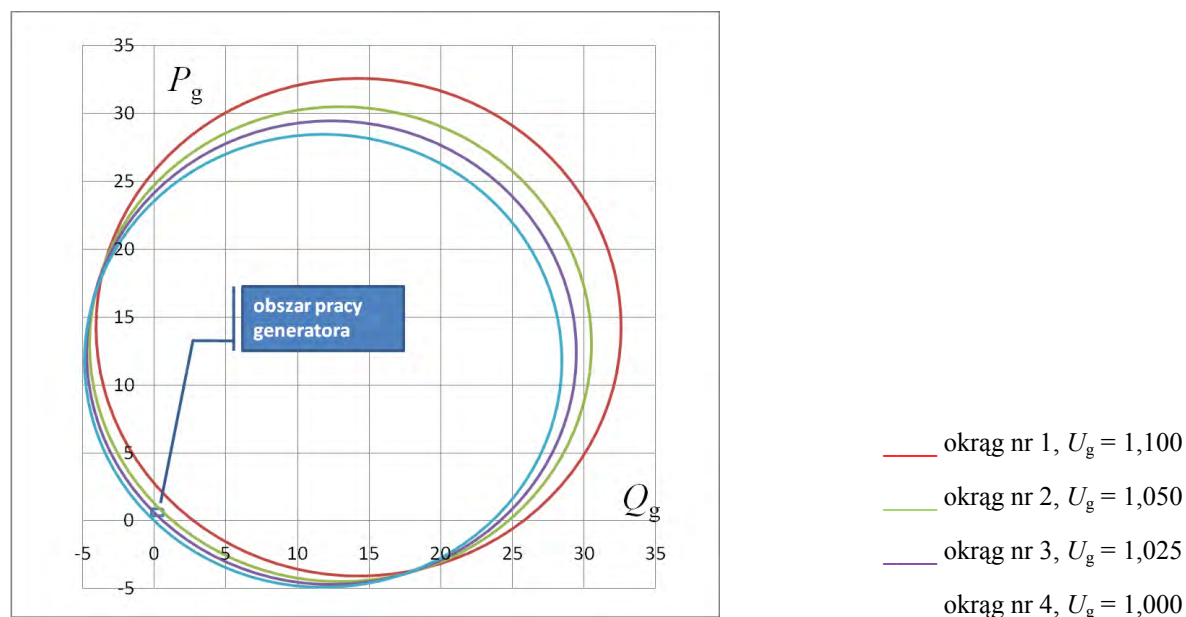
$$(P_g - 13)^2 + (Q_g - 13)^2 = 17,5^2 \quad (4.22.b)$$

$$(P_g - 12,4)^2 + (Q_g - 12,4)^2 = 17,1^2 \quad (4.22.c)$$

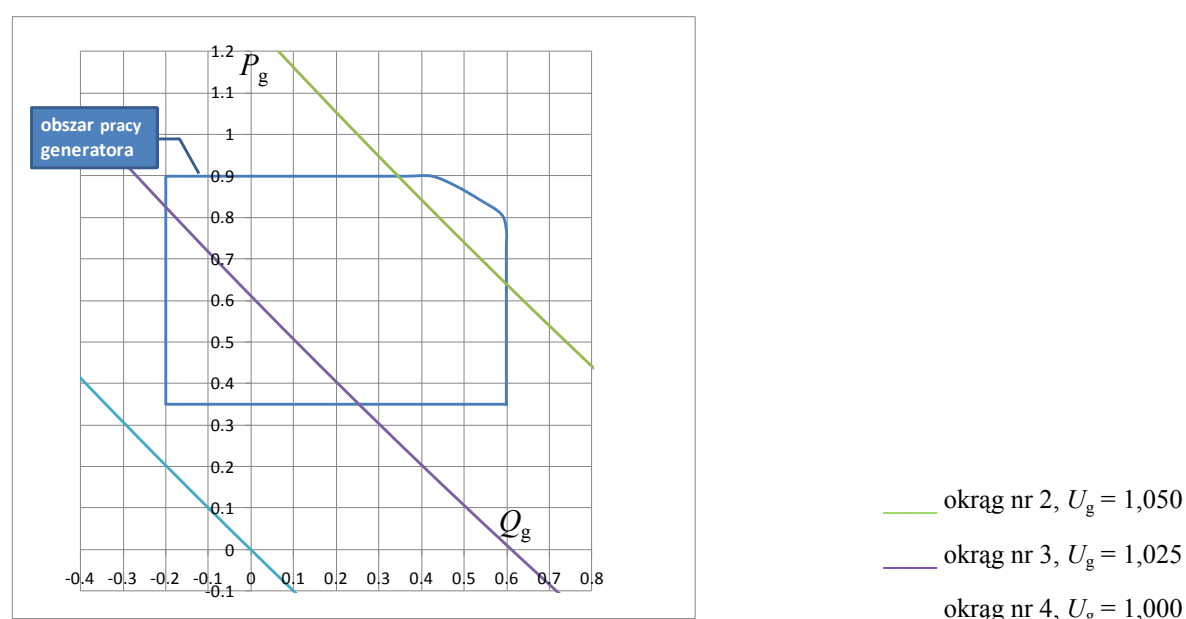
$$(P_g - 11,8)^2 + (Q_g - 11,8)^2 = 16,7^2 \quad (4.22.d)$$

Na rys. 4.4a przedstawiono rodzinę okręgów opisaną za pomocą równań (4.22 a, b, c i d). Tak jak w poprzednio rozważanym przypadku na rysunku pokazano dopuszczalny obszar pracy źródła wynikający z jego mocy znamionowej i ograniczeń wynikających z innych parametrów. Można z dużą dokładnością stwierdzić, że w dopuszczalnym obszarze pracy źródła fragmenty okręgów opisanych równaniami takimi jak (4.22.a÷4.22.d) mogą być reprezentowane za pomocą linii prostych będących st stycznymi do nich w punkcie przecięcia prostej przechodzącej przez środek układu współrzędnych i środek okręgu z tym

okręgiem. Na rys. 4.4b przedstawiono to w innej skali, koncentrując uwagę na dopuszczalnym obszarze pracy źródła.



Rys. 4.4a Ilustracja teoretycznej zależności pomiędzy mocą czynną i bierną źródła dla różnych wartości napięcia na jego zaciskach w przypadku układu przesyłowego o równej rezystancji i reaktancji ($R_Z = X_Z$)



Rys. 4.4b Ilustracja teoretycznej zależności pomiędzy mocą czynną i bierną źródła dla różnych wartości napięcia na jego zaciskach w przypadku układu przesyłowego o zerowej reaktancji ($R_Z = X_Z$) – wykres ograniczony do dopuszczalnego obszaru pracy

Na podstawie rys. 4.4b można stwierdzić, że przesył mocy za pośrednictwem toru o równych (w przybliżeniu) wartościach rezystancji i reaktancji łączy w sobie charakter przesyłu w sieci o dużej rezystancji i przesyłu w sieci o dużej reaktancji. Zarówno stopniowe powiększanie mocy czynnej źródła od P_{gmin} do P_{gmax} jak i stopniowe

powiększanie mocy biernej źródła od Q_{gmin} do Q_{gmax} wymuszają powiększenie napięcia U_g w miejscu przyłączenia źródła. Układ regulacji źródła może więc w pewnych granicach wpływać na wartość napięcia w węźle przyłączenia przez zmianę generowanej mocy biernej. Zmienność tego napięcia jest również związana ze zmiennością generowanej mocy czynnej.

Powyższe rozważania, w sensie matematycznym, odpowiadają wyznaczeniu równania stycznej do okręgu (4.5) w punkcie przecięcia przez ten okrąg prostej przechodzącej przez jego środek i środek układu współrzędnych – rys. 4.4b. Poniżej przedstawiono sposób wyznaczenia równania tej stycznej.

Ze względu na to, że równanie prostej przechodzącej przez środek układu współrzędnych i środek okręgu (4.5) ma postać

$$P_g = \frac{\frac{U_g^2 \cdot \sin \mu}{Z}}{\frac{U_g^2 \cdot \cos \mu}{Z}} Q_g = \operatorname{tg} \mu \cdot Q_g \quad (4.23)$$

współrzędne punktu jej przecięcia z okręgiem (4.5) mogą być wyznaczone z równania

$$\left(\operatorname{tg} \mu \cdot Q_{go} - \frac{U_g^2}{Z} \sin \mu \right)^2 + \left(Q_{go} - \frac{U_g^2}{Z} \cos \mu \right)^2 = \left(\frac{U_g \cdot U_z}{Z} \right)^2 \quad (4.24)$$

Wylączając w równaniu (4.24) $\operatorname{tg} \mu$ przed nawias i korzystając z zależności trygonometrycznej $\cos \mu = \frac{\sin \mu}{\operatorname{tg} \mu}$, przekształca się równanie (4.24) do postaci

$$\operatorname{tg}^2 \mu \left(Q_{go} - \frac{U_g^2}{Z} \cos \mu \right)^2 + \left(Q_{go} - \frac{U_g^2}{Z} \cos \mu \right)^2 = \left(\frac{U_g \cdot U_z}{Z} \right)^2 \quad (4.25)$$

Przekształcając dalej powyższe równanie otrzymuje się w kolejnych krokach

$$(1 + \operatorname{tg}^2 \mu) \left(Q_{go} - \frac{U_g^2}{Z} \cos \mu \right)^2 = \left(\frac{U_g \cdot U_z}{Z} \right)^2 \quad (4.26)$$

$$\left(Q_{go} - \frac{U_g^2}{Z} \cos \mu \right)^2 = \frac{(U_g \cdot U_z)^2}{Z^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \mu)} \quad (4.27)$$

$$Q_{go} - \frac{U_g^2}{Z} \cos \mu = \pm \sqrt{\frac{U_g^2 \cdot U_z^2}{Z^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \mu)}} \quad (4.28)$$

Z uwagi na to, że

$$(1 + \operatorname{tg}^2 \mu) = 1 + \frac{\sin^2 \mu}{\cos^2 \mu} = \frac{\cos^2 \mu + \sin^2 \mu}{\cos^2 \mu} = \frac{1}{\cos^2 \mu} \quad (4.29)$$

otrzymuje się

$$Q_{go} - \frac{U_g^2}{Z} \cos \mu = \pm \sqrt{\frac{U_g^2 \cdot U_z^2 \cdot \cos^2 \mu}{Z^2}} \quad (4.30)$$

co odpowiada zależności³

$$Q_{go} - \frac{U_g^2}{Z} \cos \mu = -\frac{U_g \cdot U_z}{Z} \cdot \cos \mu \quad (4.31)$$

Tym samym prosta przechodząca przez środek układu współrzędnych i punkt będący środkiem okręgu (4.5) przecina ten okrąg w punkcie o współrzędnych (chodzi o pierwszy punkt przecięcia, usytuowany bliżej środka układu współrzędnych)

$$Q_{go} = -\frac{U_g \cdot U_z}{Z} \cdot \cos \mu + \frac{U_g^2}{Z} \cos \mu \quad (4.32)$$

$$P_{go} = -\frac{U_g \cdot U_z}{Z} \cdot \sin \mu + \frac{U_g^2}{Z} \sin \mu \quad (4.33)$$

Równanie stycznej do okręgu (4.5) w punkcie określonym za pomocą wyrażeń (4.32) i (4.33) wyznacza się za pomocą przedstawionych poniżej przekształceń

³ pominięto rozwiązanie nieistotne dla prowadzonych rozważań

$$\begin{aligned}
 P_g &= -\frac{1}{\operatorname{tg} \mu} (Q_g - Q_{g0}) + P_{g0} = -\frac{Q_g}{\operatorname{tg} \mu} + \frac{Q_{g0}}{\operatorname{tg} \mu} + P_{g0} = \\
 &= -\frac{Q_g}{\operatorname{tg} \mu} - \frac{U_g U_z}{Z} \frac{\cos \mu}{\operatorname{tg} \mu} + \frac{U_g^2}{Z} \frac{\cos \mu}{\operatorname{tg} \mu} - \frac{U_g U_z}{Z} \sin \mu + \frac{U_g^2}{Z} \sin \mu = \\
 &= -\frac{Q_g}{\operatorname{tg} \mu} - \frac{U_g U_z}{Z} \left(\frac{\cos \mu}{\operatorname{tg} \mu} + \sin \mu \right) + \frac{U_g^2}{Z} \left(\frac{\cos \mu}{\operatorname{tg} \mu} + \sin \mu \right) = \\
 &= -\frac{Q_g}{\operatorname{tg} \mu} - \frac{U_g U_z}{Z \cdot \sin \mu} + \frac{U_g^2}{Z \cdot \sin \mu} = -Q_g \frac{X_z}{R_z} - \frac{U_g U_z}{R_z} + \frac{U_g^2}{R_z} = \\
 &= -Q_g \frac{X}{R_z} + \frac{U_g^2 - U_g U_z}{R_z}
 \end{aligned} \tag{4.34}$$

Przekształcając część powyższego równania

$$\begin{aligned}
 U_g^2 - U_g U_z &= (U_z + \Delta U) - (U_z + \Delta U) U_z = U_z^2 + 2 \cdot U_z \cdot \Delta U + \Delta U^2 - U_z^2 - \Delta U \cdot U_z = \\
 &= \Delta U^2 + \Delta U \cdot U_z
 \end{aligned} \tag{4.35}$$

oraz zauważając, że

$$\Delta U^2 \ll \Delta U \cdot U_z \tag{4.36}$$

otrzymujemy ostatecznie równanie liniowe opisujące zależność pomiędzy mocą czynną i bierną źródła, napięciem sieci oraz zmianą napięcia w miejscu przyłączenia, w postaci widocznej poniżej

$$P_g = -Q_g \frac{X}{R_z} + \frac{\Delta U \cdot U_z}{R_z} \tag{4.37}$$

4.4 Uproszczony model oddziaływania napięciowego pojedynczego źródła w sieci rozdzielczej SN

Przedstawione kolejno przypadki współpracy źródła z torem przesyłowym o zerowej rezystancji (przypadek często rozważany w literaturze w ramach analizy układu generator synchroniczny – sieć sztywna) oraz z torem przesyłowym o zerowej reaktancji (przypadek pomijany do tej pory w literaturze w związku z brakiem istotnych odniesień praktycznych) muszą być łącznie brane pod uwagę w rozważaniach dotyczących źródeł rozproszonych przyłączanych do sieci średniego napięcia.

Intuicyjne wykorzystanie obydwu zależności (4.12) i (4.19), potwierdzone rozważaniami z rozdz. 4.3 prowadzi do wyrażenia

$$\Delta U = \frac{P_g}{U_z} R_z + \frac{Q_g}{U_z} X_z \quad (4.38)$$

z którego wynika, że efekt napięciowy przyłączenia do sieci źródła o mocy czynnej P_g i biernej Q_g może być zróżnicowany w zależności od relacji między tymi mocami a parametrami toru przesyłowego R_z i X_z .

Napięcie to może być większe lub mniejsze od napięcia określonego jako sztywne napięcie sieci w miejscu zasilania ($U_z = U_g - \Delta U$).

Jak widać, postać wzoru (4.38) odpowiada dokładnie wzorowi na spadek napięcia w torze zasilającym odbiór (P_L , Q_L) podawanym w podręcznikach do sieci elektroenergetycznych (np. [35, 37, 38, 41, 77]) w postaci

$$\Delta U_L = \frac{P_L}{U_N} R_L + \frac{Q_L}{U_N} X_L \quad (4.39)$$

Można stwierdzić zatem, że o ostatecznym poziomie napięcia w sieci ze źródłami rozproszonymi decyduje superpozycja oddziaływań tych źródeł (z reguły zwiększających wartość napięcia w miejscu przyłączenia) i oddziaływań odbiorów (z reguły zmniejszających jego wartość w miejscach poboru mocy).

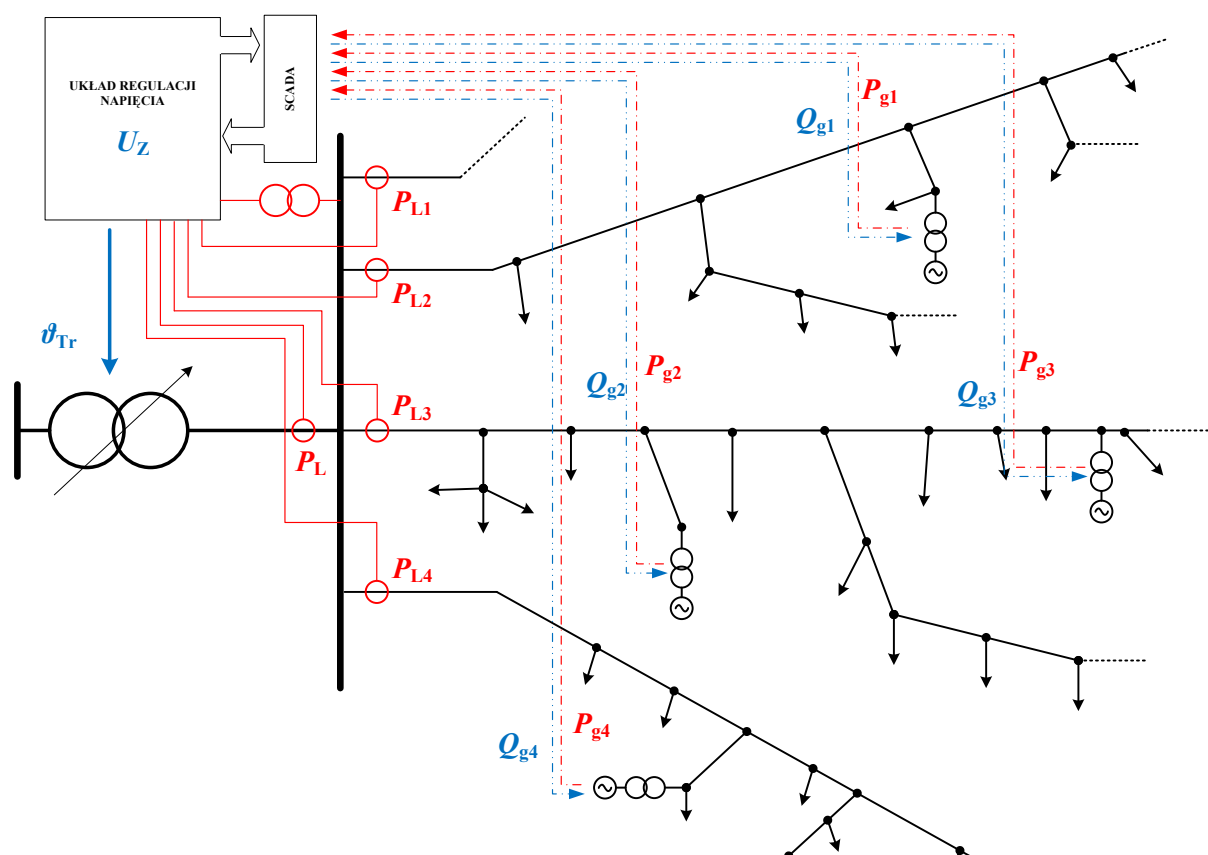
Wykorzystana w wyrażeniach (4.38) i (4.39) liniowa zależność pomiędzy zmianą (spadkiem lub wzrostem) napięcia, a wartością mocy czynnej i biernej (wprowadzanej do sieci lub z niej odbieranej) stanowi podstawę do dalszych rozważań mających na celu opracowanie metody pozwalającej na osiągnięcie optymalnego stanu napięciowego sieci, w której pracuje duża liczba źródeł wytwórczych – co jest celem niniejszej pracy.

5 Koncepcja regulacji napięcia w sieci SN z wykorzystaniem możliwości regulacyjnych jednostek generacji rozproszonej

5.1 Założenia dla proponowanego układu regulacji nowego typu

Na podstawie przeprowadzonych badań wstępnych opracowano zarys nowej metody regulacji napięcia na obszarze sieciowym takim jak pokazany na rys. 3.3. Jej idea polega na doprowadzeniu do regulatora napięcia transformatora 110 kV/SN, oprócz sygnału podstawowego (napięcie na szynach SN w stacji zasilającej – rys. 3.5), także dodatkowych sygnałów określających poziom zapotrzebowania na moc w zasilanym obszarze oraz (co najistotniejsze) sygnałów określających obecność w sieci źródeł rozproszonych i wartości mocy w nich generowanych (w danej chwili). Występujący w tradycyjnych regulatorach napięć transformatorów pojedynczy sygnał wyjściowy (do przełącznika zaczepów) powinien zostać wzbogacony o zwrotne sygnały sterujące do źródeł, wpływające na wartość generowanej w nich mocy biernej. Układ regulacji napięcia odpowiadający przedstawionemu powyżej opisowi pokazano na rys. 5.1.

Zdając sobie sprawę, z nieobserwowalności (w sensie napięciowym i topologicznym) węzłów sieci rozdzielczej, należy jednak pamiętać, że obecnie operatorzy sieci wymagają stanowczo od inwestorów zapewnienia niezawodnych układów telekomunikacyjnych pomiędzy każdym przyłączanym źródłem rozproszonym a systemem sterowania i nadzoru sieci (SCADA). Tym samym jako całkowicie realne można przyjąć założenie o ciągłej dostępności pomiarowej **wartości mocy czynnej generowanej w każdym ze źródeł**. Równocześnie operatorzy sieci chcąc zagwarantować sobie nadzór nad pracą źródła wymagają zastosowania komunikacji skierowanej w stronę przeciwną. Generalnie ma ona służyć do interwencyjnego odstawiania źródła, może jednak być wykorzystana do przesyłania innych sygnałów. Tak więc założenie o możliwości **zwrotnego przesyłu do każdego ze źródeł zadanej wartości mocy biernej** jest także realne.



Rys. 5.1 Schemat przedstawiający ideę działania układu optymalnej regulacji napięcia sieci SN z generacją rozproszoną

Planując realne wykorzystanie powyższego układu regulacji napięcia i stawiając przed nim zadanie spełnienia warunków optymalności należy rozwiązać następujące problemy:

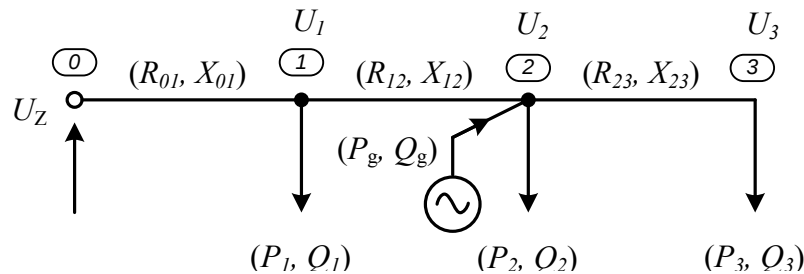
- odpowiednio ukształtować jego dynamikę dopasowując ją do wymagań i możliwości konstrukcyjnych członu wykonawczego, czyli przełącznika zaczeów (ta kwestia wykracza poza zakres rozprawy, aczkolwiek autor nie widzi potencjalnych trudności w jej rozwiązaniu);
- określić algorytm wyznaczania wartości napięcia zadanego U_Z dla zmierzonych wartości mocy generowanych w źródłach rozproszonych ($P_{g1}, P_{g2}, P_{g3} \dots P_{gi}$) oraz sposób wyznaczania wartości mocy biernej ($Q_{g1}, Q_{g2}, Q_{g3} \dots Q_{gi}$), które mają być generowane w poszczególnych źródłach, tak by spełniony był warunek (3.3) a wskaźnik wsk_U (3.13) osiągał wartość minimalną.

Drugi ze wskazanych problemów został w rozprawie potraktowany jako zadanie optymalizacyjne sformułowane dla zlinearyzowanego (zgodnie z równaniami (4.38) i (4.39)) modelu sieci rozdzielczej.

5.2 Liniowy model rozgałęzionej, wielowęzłowej sieci średniego napięcia z generacją rozproszoną

Analityczne wyznaczanie wartości napięć w miejscu przyłączenia odbiorców nie jest w praktyce możliwe, ze względu na brak dokładnych informacji o aktualnym „stanie rozpiętym” sieci rozdzielczej. W celu oszacowania wartości tych napięć stosuje się więc różnego rodzaju uproszczenia polegające np. na nieuwzględnianiu strat mocy, lub na wyznaczaniu rozpięty prądów przy założeniu, że napięcia we wszystkich węzłach są równe wartości napięcia znamionowego [35, 41, 77].

W celu zaproponowania idei tworzenia modelu sieci rozdzielczej, pozwalającego na szacowanie wartości napięć w węzłach odbiorczych rozważono na wstępie przykładową, uproszczoną sieć składającą się z 4 węzłów, z których jeden jest węzłem zasilającym, a 3 węzły są węzłami odbiorczymi, przy czym w jednym z węzłów odbiorczych pracuje źródło rozproszone (rys. 5.2).



Rys. 5.2 Schemat uproszczonej sieci rozdzielczej z włączonym źródłem rozproszonym

Dla przykładowej sieci SN (rys. 5.2) wartości napięć w poszczególnych węzłach można wyznaczyć stosując wzór (4.39) oraz metodę określaną w klasycznych podręcznikach sieciowych – np. [35, 37, 38, 41, 77] jako „sumowanie odcinkami”, przy czym w opisie tym uwzględniono moc czynną i bierną źródła – P_g , Q_g (oznaczenia wielkości elektrycznych odpowiadają oznaczeniom wprowadzonym na rys. 5.2). Wartości napięć w węzłach odbiorczych są dane zależnościami w postaci

$$\begin{aligned} U_1 &= U_Z - \Delta U_{01} = \\ &= U_Z - \frac{P_1 + P_2 + P_3 - P_g}{U_N} \cdot R_{01} + \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3 - Q_g}{U_N} \cdot X_{01} \end{aligned} \quad (5.1)$$

$$\begin{aligned}
 U_2 &= U_Z - \Delta U_{01} - \Delta U_{12} = \\
 &= U_Z - \frac{P_1 + P_2 + P_3 - P_g}{U_N} \cdot R_{01} + \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3 - Q_g}{U_N} \cdot X_{01} - \\
 &\quad - \frac{P_2 + P_3 - P_g}{U_N} \cdot R_{12} + \frac{Q_2 + Q_3 - Q_g}{U_N} \cdot X_{12}
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

$$\begin{aligned}
 U_3 &= U_Z - \Delta U_{01} - \Delta U_{12} - \Delta U_{23} = \\
 &= U_Z - \frac{P_1 + P_2 + P_3 - P_g}{U_N} \cdot R_{01} + \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3 - Q_g}{U_N} \cdot X_{01} - \\
 &\quad - \frac{P_2 + P_3 - P_g}{U_N} \cdot R_{12} + \frac{Q_2 + Q_3 - Q_g}{U_N} \cdot X_{12} - \frac{P_3}{U_N} \cdot R_{23} + \frac{Q_3}{U_N} \cdot X_{23}
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

Powyższe równania można zapisać w postaci macierzowej

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \cdot U_Z + \begin{bmatrix} \frac{R_{01}}{U_N} & \frac{X_{01}}{U_N} \\ \frac{R_{01} + R_{12}}{U_N} & \frac{X_{01} + X_{12}}{U_N} \\ \frac{R_{01} + R_{12}}{U_N} & \frac{X_{01} + X_{12}}{U_N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_g \\ Q_g \end{bmatrix} - \\
 &\quad - \begin{bmatrix} \frac{R_{01}}{U_N} & \frac{R_{01}}{U_N} & \frac{R_{01}}{U_N} \\ \frac{R_{01}}{U_N} & \frac{R_{01} + R_{12}}{U_N} & \frac{R_{01} + R_{12}}{U_N} \\ \frac{R_{01}}{U_N} & \frac{R_{01} + R_{12}}{U_N} & \frac{R_{01} + R_{12} + R_{23}}{U_N} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} - \\
 &\quad - \begin{bmatrix} \frac{X_{01}}{U_N} & \frac{X_{01}}{U_N} & \frac{X_{01}}{U_N} \\ \frac{X_{01}}{U_N} & \frac{X_{01} + X_{12}}{U_N} & \frac{X_{01} + X_{12}}{U_N} \\ \frac{X_{01}}{U_N} & \frac{X_{01} + X_{12}}{U_N} & \frac{X_{01} + X_{12} + X_{23}}{U_N} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{5.4}$$

Jeśli do równania (5.4) wprowadzi się współczynniki zależne odpowiednio od rezystancji i reaktancji oraz napięcia znamionowego sieci (nazwano je w rozprawie współczynnikami napięciowo – mocowymi) to otrzyma się zależność w postaci (5.5)

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \cdot U_Z + \begin{bmatrix} r_{1g} & x_{1g} \\ r_{2g} & x_{2g} \\ r_{3g} & x_{3g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_g \\ Q_g \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & r_{13} \\ r_{21} & r_{22} & r_{23} \\ r_{31} & r_{32} & r_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & x_{13} \\ x_{21} & x_{22} & x_{23} \\ x_{31} & x_{32} & x_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

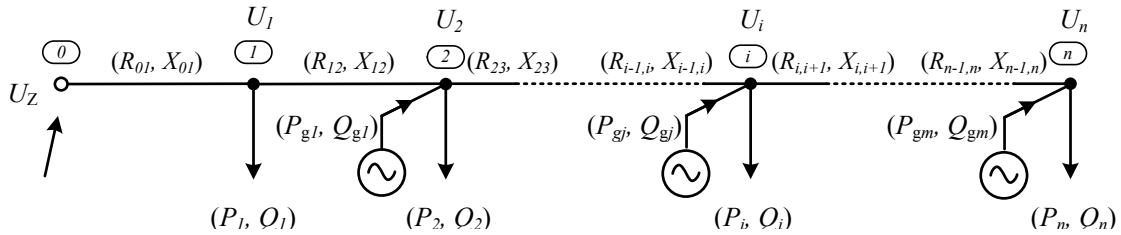
Uogólniając powyższe rozważania na wieloodcinkową magistralę, z wieloma źródłami rozproszonymi (rys. 5.3, liczba węzłów n , liczba źródeł m) można zapisać następujące równanie macierzowe

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_i \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} U_Z + \begin{bmatrix} r_{1g1} & r_{1g2} & \cdots & r_{1gj} & \cdots & r_{1gm} \\ r_{2g1} & r_{2g2} & \cdots & r_{2gj} & \cdots & r_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ig1} & r_{ig2} & \cdots & r_{igj} & \cdots & r_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ng1} & r_{ng2} & \cdots & r_{ngj} & \cdots & r_{ngm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gj} \\ \vdots \\ P_{gm} \end{bmatrix} +$$

$$+ \begin{bmatrix} x_{1g1} & x_{1g2} & \cdots & x_{1gj} & \cdots & x_{1gm} \\ x_{2g1} & x_{2g2} & \cdots & x_{2gj} & \cdots & x_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ig1} & x_{ig2} & \cdots & x_{igj} & \cdots & x_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ng1} & x_{ng2} & \cdots & x_{ngj} & \cdots & x_{ngm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_{g1} \\ Q_{g2} \\ \vdots \\ Q_{gj} \\ \vdots \\ Q_{gm} \end{bmatrix} -$$

$$- \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & \cdots & r_{1i} & \cdots & r_{1n} \\ r_{21} & r_{22} & \cdots & r_{2i} & \cdots & r_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{i1} & r_{i2} & \cdots & r_{ii} & \cdots & r_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{n1} & r_{n2} & \cdots & r_{ni} & \cdots & r_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_i \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} -$$

$$- \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1i} & \cdots & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2i} & \cdots & x_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{i1} & x_{i2} & \cdots & x_{ii} & \cdots & x_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & \cdots & x_{ni} & \cdots & x_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_i \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} \quad (5.6)$$



Rys. 5.3 Schemat magistrali sieci rozdzielczej z wieloma źródłami rozproszonymi

Równanie (5.6) można ostatecznie zapisać w postaci

$$\mathbf{U} = \mathbf{1} \cdot U_Z + \mathbf{R}_g \mathbf{P}_g + \mathbf{X}_g \mathbf{Q}_g - \mathbf{R}_L \mathbf{P}_L - \mathbf{X}_L \mathbf{Q}_L \quad (5.7)$$

gdzie wprowadzono następujące oznaczenia: $\mathbf{U}$ – wektor wartości napięć w węzłach sieci, U_Z – wartość napięcia zasilającego, $\mathbf{P}_g$ – wektor mocy czynnych generowanych w poszczególnych źródłach i wprowadzanych w odpowiednich węzłach magistrali, $\mathbf{Q}_g$ – wektor mocy biernych generowanych w poszczególnych źródłach i wprowadzanych w odpowiednich węzłach magistrali, $\mathbf{P}_L$ – wektor mocy czynnych pobieranych w węzłach magistrali, $\mathbf{Q}_L$ – wektor mocy biernych pobieranych w węzłach magistrali. $\mathbf{R}$, $\mathbf{X}$, $\mathbf{R}_g$, $\mathbf{X}_g$ – macierze współczynników napięciowo – mocowych wiążące odpowiednio rezystancje odcinków z mocami czynnymi pobieranymi, reaktancje odcinków z mocami biernymi pobieranymi oraz rezystancje odcinków z mocami czynnymi generowanymi i reaktancje odcinków z mocami biernymi generowanymi.

Przyjmując założenie, że napięcie na szynach średniego napięcia stacji WN/SN (napięcie U_Z) jest utrzymywane w sposób niezależny od warunków pracy poszczególnych magistral to możemy przyjąć model całej sieci rozdzielczej średniego napięcia zasilanej ze wspólnych szyn, składający się z układu równań macierzowych, gdzie każdej magistrali odpowiada analogiczne równanie w postaci (5.7).

5.3 Weryfikacja poprawności obliczeń napięć przy pomocy modelu liniowego w przykładowej sieciach testowej SN z generacją rozproszoną

Przed przystąpieniem do analizy pracy całej sieci rozdzielczej przeprowadzono badania dla układu uproszczonego analogicznego do przedstawionego na rys. 5.2. W programie PowerWorld zamodelowano układ zasilany ze stacji WN/SN (węzeł 0) z trzema węzłami odbiorczymi, przy czym w węzłach nr 1 i 3 zamodelowano odbiory a w węzle nr 2 tylko źródło. Dla wszystkich linii przyjęto parametry jednostkowe $R' = 0,3 \Omega/\text{km}$ i $X' = 0,4 \Omega/\text{km}$. Długości odcinków przyjęto odpowiednio: 0 – 1: 5 km,

1 – 2: 10 km, 2 – 3: 13 km. Stan pracy układu z obciążeniami i generacją oraz wynikami obliczeń napięć przedstawiono na rys. 5.4.



Rys. 5.4 Schemat małej sieci zamodelowanej w programie PowerWorld z wynikami obliczeń

Następnie, do obliczeń warunków pracy układu, wykorzystano model liniowy dany zależnością (5.5). Po zapisaniu równania macierzowego w postaci układu równań liniowych otrzymujemy zależności na napięcia w poszczególnych węzłach sieci w postaci (5.8)

$$\begin{aligned}
 U_1 &= U_Z + r_{1g}P_g + x_{1g}Q_g - r_{11}P_1 - r_{12}P_2 - r_{13}P_3 - x_{11}Q_1 - x_{12}Q_2 - x_{13}Q_3 \\
 U_2 &= U_Z + r_{2g}P_g + x_{2g}Q_g - r_{21}P_1 - r_{22}P_2 - r_{23}P_3 - x_{21}Q_1 - x_{22}Q_2 - x_{23}Q_3 \\
 U_3 &= U_Z + r_{3g}P_g + x_{3g}Q_g - r_{31}P_1 - r_{32}P_2 - r_{33}P_3 - x_{31}Q_1 - x_{32}Q_2 - x_{33}Q_3
 \end{aligned} \quad (5.8)$$

Badania wstępne przeprowadzono dla jednego stanu obciążenia sieci, więc równania mogły zostać uproszczone przez wprowadzenie stałych współczynników c zależnych od obciążenia oraz rezystancji i reaktancji gałęzi sieci. Otrzymano układ równań o postaci

$$\begin{aligned}
 U_1 &= U_Z + r_{1g}P_g + x_{1g}Q_g - c_1 \\
 U_2 &= U_Z + r_{2g}P_g + x_{2g}Q_g - c_2 \\
 U_3 &= U_Z + r_{3g}P_g + x_{3g}Q_g - c_3
 \end{aligned} \quad (5.9)$$

Należy zauważyć, że współczynniki c są równe spadkom napięcia pomiędzy punktem zasilania a odpowiednim węzłem dla sieci pasywnej – bez generacji mocy. Jest to ważna uwaga ze względu na możliwość znacznego uproszczenia procedury wyznaczania tych współczynników. Wystarczy bowiem skorzystać z wyników obliczeń, lub w praktycznych zastosowaniach, z pomiarów. Wyniki obliczeń dla układu pasywnego (bez generacji) przedstawiono na rys. 5.5.



Rys. 5.5 Schemat układu z wynikami obliczeń dla sieci pasywnej

Współczynniki c dla powyższego układu będą wynosiły odpowiednio

$$\begin{aligned} c_1 &= U_Z - U_1 = 15,000 - 14,646 = 0,354 \text{ kV} \\ c_2 &= U_Z - U_2 = 15,000 - 14,256 = 0,744 \text{ kV} \\ c_3 &= U_Z - U_3 = 15,000 - 13,753 = 1,247 \text{ kV} \end{aligned} \quad (5.10)$$

Pozostałe współczynniki wyznaczamy z danych sieci zgodnie z przekształceniami zależności (5.4)

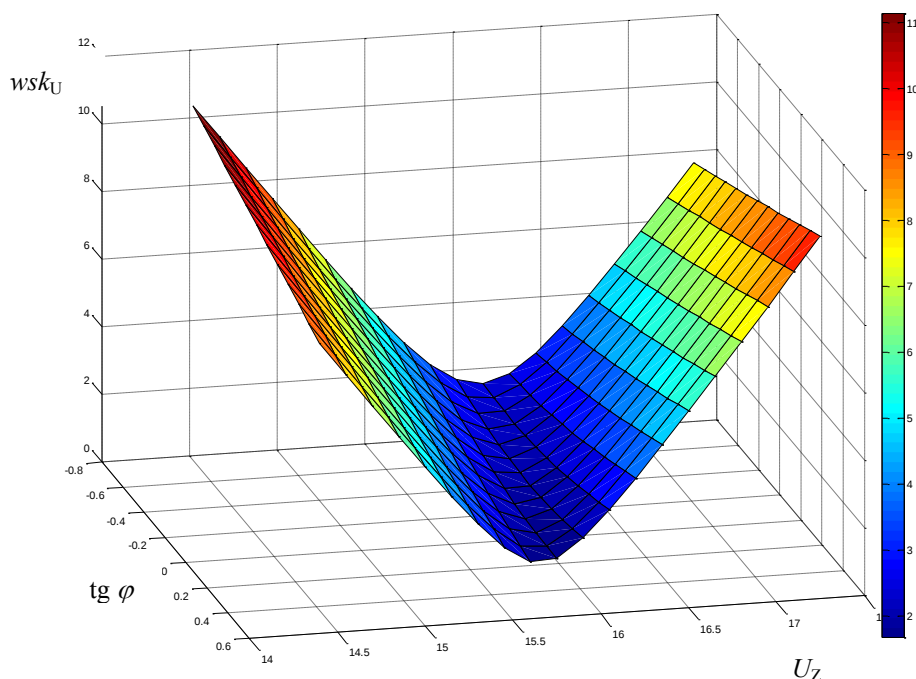
$$\begin{aligned} r_{1g} &= \frac{R_{01}}{U_N} = \frac{0,3 \cdot 5}{15} = 0,1 \frac{\text{kV}}{\text{MW}} \\ r_{2g} &= \frac{R_{01} + R_{12}}{U_N} = \frac{0,3 \cdot (5 + 10)}{15} = 0,3 \frac{\text{kV}}{\text{MW}} \\ r_{3g} &= \frac{R_{01} + R_{12}}{U_N} = \frac{0,3 \cdot (5 + 10)}{15} = 0,3 \frac{\text{kV}}{\text{MW}} \end{aligned} \quad (5.11)$$

$$\begin{aligned} x_{1g} &= \frac{X_{01}}{U_N} = \frac{0,4 \cdot 5}{15} = 0,133 \frac{\text{kV}}{\text{Mvar}} \\ x_{2g} &= \frac{X_{01} + X_{12}}{U_N} = \frac{0,4 \cdot (5 + 10)}{15} = 0,4 \frac{\text{kV}}{\text{Mvar}} \\ x_{3g} &= \frac{X_{01} + X_{12}}{U_N} = \frac{0,4 \cdot (5 + 10)}{15} = 0,4 \frac{\text{kV}}{\text{Mvar}} \end{aligned} \quad (5.12)$$

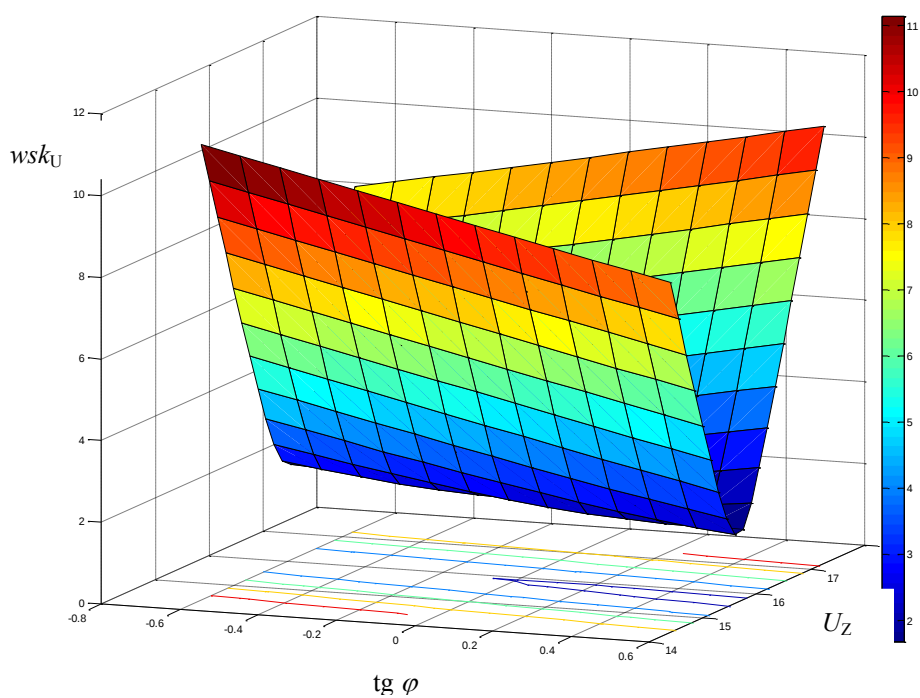
Dalsze obliczenia zostały przeprowadzone przy pomocy arkusza kalkulacyjnego. Zostały do niego wprowadzone równania opisujące wartości napięć w węzłach z uwzględnieniem powyższych stałych współczynników (układ równań (5.9)).

Następnie wyznaczano wskaźnik jakości napięcia (wzór (3.13)) w zależności od wartości napięcia na szynach stacji GPZ i współczynnika mocy generowanej w źródle. Wartość oczekiwaną napięcia w węzłach sieci U_o przyjmowano jako równą 15,3 kV. Ilustracją wyników jest wykres powierzchniowy wskaźnika jakości napięcia w funkcji napięcia zasilania i współczynnika mocy źródła przedstawiony na rys. 5.6 i rys. 5.7. Aby wyszukać

optymalne wartości napięcia zasilania i mocy biernej wygodniej jest posługiwać się tablicą wskaźników jakości napięcia (tablica 5.1). Dla ułatwienia, komórki tablicy zostały wypełnione kolorami gradientowo w zależności od wartości liczbowej zawartości. Wyróżniono wartość minimalną wskaźnika jakości napięcia. Dodatkowo wyróżniono wskaźnik wyznaczony przy założeniu zerowej generacji mocy biernej w źródle, gdyż spółki dystrybucyjne preferują obecnie właśnie taką pracę źródeł rozproszonych.



Rys. 5.6 Wykres wskaźnika jakości napięcia w małej sieci testowej dla różnych wartości napięcia zadanego w GPZ U_Z i współczynników mocy $tg \varphi$ generowanej w źródle, widok 1



Rys. 5.7 Wykres wskaźnika jakości napięcia w małej sieci testowej dla różnych wartości napięcia zadanego w GPZ U_Z i współczynników mocy $\tan \varphi$ generowanej w źródle, widok 2

Tablica 5.1 Wyniki obliczeń wskaźników jakości napięcia w malej sieci testowej dla różnych wartości napięcia zadanego w GPZ i współczynników mocy $\text{tg}\varphi$ generowanej w źródle

U_z [kV]	$\text{tg } \varphi$	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3	-0.2	-0.1	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6
	U_z [j.w.]													
14.4	0.96	11.14%	10.92%	10.71%	10.49%	10.28%	10.06%	9.85%	9.63%	9.42%	9.20%	8.99%	8.78%	8.56%
14.55	0.97	10.17%	9.95%	9.73%	9.52%	9.30%	9.08%	8.87%	8.65%	8.44%	8.22%	8.01%	7.80%	7.58%
14.7	0.98	9.20%	8.98%	8.76%	8.54%	8.33%	8.11%	7.90%	7.68%	7.47%	7.25%	7.04%	6.82%	6.61%
14.85	0.99	8.23%	8.02%	7.80%	7.58%	7.36%	7.15%	6.93%	6.72%	6.50%	6.29%	6.07%	5.86%	5.65%
15	1	7.28%	7.06%	6.84%	6.63%	6.41%	6.19%	5.98%	5.76%	5.55%	5.34%	5.12%	4.91%	4.70%
15.15	1.01	6.34%	6.12%	5.91%	5.69%	5.47%	5.26%	5.04%	4.83%	4.62%	4.41%	4.20%	3.99%	3.78%
15.3	1.02	5.42%	5.21%	4.99%	4.78%	4.56%	4.35%	4.14%	3.93%	3.72%	3.51%	3.31%	3.11%	2.91%
15.45	1.03	4.54%	4.33%	4.12%	3.91%	3.70%	3.50%	3.29%	3.09%	2.89%	2.70%	2.51%	2.33%	2.15%
15.6	1.04	3.72%	3.52%	3.32%	3.12%	2.93%	2.74%	2.56%	2.38%	2.21%	2.06%	1.91%	1.79%	1.68%
15.75	1.05	3.01%	2.83%	2.65%	2.49%	2.33%	2.19%	2.06%	1.94%	1.85%	1.78%	1.73%	1.72%	1.73%
15.9	1.06	2.50%	2.37%	2.25%	2.15%	2.07%	2.01%	1.98%	1.97%	1.98%	2.02%	2.09%	2.17%	2.27%
16.05	1.07	2.34%	2.29%	2.26%	2.25%	2.27%	2.31%	2.37%	2.44%	2.54%	2.65%	2.77%	2.91%	3.06%
16.2	1.08	2.58%	2.62%	2.67%	2.74%	2.83%	2.93%	3.05%	3.17%	3.31%	3.46%	3.61%	3.77%	3.94%
16.35	1.09	3.14%	3.23%	3.34%	3.46%	3.59%	3.72%	3.87%	4.02%	4.18%	4.34%	4.51%	4.69%	4.87%
16.5	1.1	3.88%	4.01%	4.15%	4.29%	4.44%	4.60%	4.76%	4.93%	5.10%	5.27%	5.45%	5.63%	5.82%
16.65	1.11	4.72%	4.87%	5.02%	5.18%	5.34%	5.51%	5.69%	5.86%	6.04%	6.22%	6.41%	6.59%	6.78%
16.8	1.12	5.61%	5.77%	5.94%	6.10%	6.28%	6.45%	6.63%	6.82%	7.00%	7.19%	7.37%	7.57%	7.76%
16.95	1.13	6.53%	6.70%	6.87%	7.05%	7.23%	7.41%	7.59%	7.78%	7.97%	8.16%	8.35%	8.54%	8.74%
17.1	1.14	7.47%	7.65%	7.83%	8.01%	8.19%	8.38%	8.56%	8.75%	8.94%	9.14%	9.33%	9.52%	9.72%
17.25	1.15	8.43%	8.61%	8.79%	8.98%	9.16%	9.35%	9.54%	9.73%	9.92%	10.12%	10.31%	10.51%	10.71%

W dalszej kolejności, w celu sprawdzenia poprawności obliczeń wprowadzono wyznaczone wartości napięcia zadanego i mocy biernej generowanej w źródle ponownie do programu PowerWorld. Wynik obliczeń przedstawiono na rys. 5.8.



Rys. 5.8 Schemat układu z wynikami dla optymalnej wartości napięcia w GPZ i mocy biernej w źródle

Rzeczywisty wskaźnik jakości napięcia dla tego wariantu pracy sieci wynosi

$$\begin{aligned}
 wsk_U &= 100\% \cdot \sqrt{\frac{1}{3} \left[\left(\frac{U_1 - U_o}{U_N} \right)^2 + \left(\frac{U_2 - U_o}{U_N} \right)^2 + \left(\frac{U_3 - U_o}{U_N} \right)^2 \right]} = \\
 &= \sqrt{\frac{1}{3} \left[\left(\frac{15,447 - 15,3}{15} \right)^2 + \left(\frac{15,440 - 15,3}{15} \right)^2 + \left(\frac{14,978 - 15,3}{15} \right)^2 \right]} = 1,465\%
 \end{aligned}$$

Sprawdzono także przypadek, gdy nie jest dopuszczalna regulacja mocy biernej w źródle a warunki pracy sieci mogą być ustalane tylko w wyniku działania układu regulacji napięcia na szynach GPZ. Wyniki obliczeń przedstawia rys. 5.9.



Rys. 5.9 Schemat układu z wynikami dla optymalnej wartości napięcia w GPZ i zerowej mocy biernej w źródle

Rzeczywisty wskaźnik jakości napięcia dla tego wariantu wynosi:

$$\begin{aligned}
 wsk_U &= 100\% \cdot \sqrt{\frac{1}{3} \left[\left(\frac{U_1 - U_o}{U_N} \right)^2 + \left(\frac{U_2 - U_o}{U_N} \right)^2 + \left(\frac{U_3 - U_o}{U_N} \right)^2 \right]} = \\
 &= \sqrt{\frac{1}{3} \left[\left(\frac{15,672 - 15,3}{15} \right)^2 + \left(\frac{15,510 - 15,3}{15} \right)^2 + \left(\frac{15,051 - 15,3}{15} \right)^2 \right]} = 1,903\%
 \end{aligned}$$

Jak wynika z przeprowadzonych analiz, wyniki obliczeń wartości napięć wykonywane przy pomocy uproszczonych równań liniowych różnią się nieco od obliczeń wykonywanych przy pomocy profesjonalnego programu rozpliwowego (przyjętego jako odniesienie). Jest to nieuniknione, gdyż w modelu liniowym nie uwzględnia się zmian strat mocy w sieci oraz zależności pomiędzy prądem, napięciem i mocą, tym samym wartości napięć wyznaczone z modelu liniowego są obarczone błędem. Stwierdzono jednak, że błąd ten jest na tyle niewielki iż metodę obliczeń należy uznać za nadającą się do praktycznego stosowania. Dodatkowym spostrzeżeniem jest to, że zgodnie z oczekiwaniami, lepsze wyniki regulacji napięcia (niższa wartość wskaźnika jakości) w sieci daje jednoczesna zmiana napięcia zasilającego i mocy biernej w źródle – uzyskiwany w ten sposób wskaźnik jakości napięcia był niższy. Uznając zatem wyniki uzyskane dla małej sieci testowej jako obiecujące, przystąpiono do tworzenia modelu sieci wielowęzłowej.

5.4 Szacowanie napięć w węzłach odbiorczych oraz parametrów modelu sieci

Układ regulacji napięcia zlokalizowany w stacji GPZ powinien poprawnie działać analizując bardzo ograniczone dane o stanie pracy sieci rozdzielczej. Zakładając, że do dyspozycji są informacje przesłane za pośrednictwem łącz telemechaniki – o stanie pracy źródeł rozproszonych (stan i wartość mocy generowanej) i konfiguracji układu (aktualny stan odłączników wykorzystywanych do stałego podziału sieci), jak również mierzone lokalnie moce obciążenia poszczególnych magistral, należy wyznaczyć wartości napięć we wszystkich węzłach sieci. Model sieci pozwalający na przybliżone szacowanie napięć może być przygotowany na podstawie rozważań z rozdz. 5.2.

Aby oszacować obciążenie poszczególnych linii, należy skorzystać z równania na bilans mocy w magistrali w postaci

$$\begin{aligned} P_{\text{ObcL}} &= P_{\text{PomL}} - \sum P_{\text{gL}} \\ Q_{\text{ObcL}} &= Q_{\text{PomL}} - \sum Q_{\text{gL}} \end{aligned} \quad (5.13)$$

gdzie:

P_{ObcL} , Q_{ObcL} – odpowiednio moc czynna i bierna obciążenia linii,

P_{PomL} , Q_{PomL} – odpowiednio moc czynna i bierna zmierzone na początku linii w stacji GPZ,

$\sum P_{\text{gL}}$, $\sum Q_{\text{gL}}$ – odpowiednio suma mocy czynnych i biernych źródeł rozproszonych uzyskiwana za pośrednictwem układów telemechaniki.

Jeśli przyjmie się, że straty mocy w liniach są niewielkie w stosunku do obciążenia to moce obciążeń węzłów można przedstawić w postaci

$$\begin{aligned} P_i &= k_{Pi} \cdot P_{\text{ObcL}} \\ Q_i &= k_{Qi} \cdot Q_{\text{ObcL}} \end{aligned} \quad (5.14)$$

gdzie:

P_i, Q_i – odpowiednio moc czynna i bierna pobierana w i -tym węźle,

k_{Pi}, k_{Qi} – odpowiednio współczynnik określający jaka część mocy czynnej i biernej wpływającej do linii jest pobierana w i – tym węźle tej linii.

Uwzględniając powyższe zależności można zapisać równanie macierzowe (5.6), w postaci

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_i \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} U_Z + \begin{bmatrix} r_{1g1} & r_{1g2} & \cdots & r_{1gj} & \cdots & r_{1gm} \\ r_{2g1} & r_{2g2} & \cdots & r_{2gj} & \cdots & r_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ig1} & r_{ig2} & \cdots & r_{igj} & \cdots & r_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ng1} & r_{ng2} & \cdots & r_{ngj} & \cdots & r_{ngm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gj} \\ \vdots \\ P_{gm} \end{bmatrix} + \\ &+ \begin{bmatrix} x_{1g1} & x_{1g2} & \cdots & x_{1gj} & \cdots & x_{1gm} \\ x_{2g1} & x_{2g2} & \cdots & x_{2gj} & \cdots & x_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ig1} & x_{ig2} & \cdots & x_{igj} & \cdots & x_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ng1} & x_{ng2} & \cdots & x_{ngj} & \cdots & x_{ngm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_{g1} \\ Q_{g2} \\ \vdots \\ Q_{gj} \\ \vdots \\ Q_{gm} \end{bmatrix} - \\ &- \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & \cdots & r_{1i} & \cdots & r_{1n} \\ r_{21} & r_{22} & \cdots & r_{2i} & \cdots & r_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{i1} & r_{i2} & \cdots & r_{ii} & \cdots & r_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{n1} & r_{n2} & \cdots & r_{ni} & \cdots & r_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} k_{p1} \\ k_{p2} \\ \vdots \\ k_{pi} \\ \vdots \\ k_{pn} \end{bmatrix} \cdot P_{\text{ObcL}} - \\ &- \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1i} & \cdots & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2i} & \cdots & x_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{i1} & x_{i2} & \cdots & x_{ii} & \cdots & x_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & \cdots & x_{ni} & \cdots & x_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} k_{q1} \\ k_{q2} \\ \vdots \\ k_{qi} \\ \vdots \\ k_{qn} \end{bmatrix} \cdot Q_{\text{ObcL}} \end{aligned} \quad (5.15)$$

Korzystając z wyznaczonych mocy obciążeń danej linii można wprowadzić do układu równań współczynnik mocy w postaci

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ObcL}} = \frac{Q_{\text{ObcL}}}{P_{\text{ObcL}}} \quad (5.16)$$

Zależność opisująca wartości napięć w węzłach rozważanej linii przyjmie wówczas postać

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_i \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} U_z + \begin{bmatrix} r_{1g1} & r_{1g2} & \cdots & r_{1gj} & \cdots & r_{1gm} \\ r_{2g1} & r_{2g2} & \cdots & r_{2gj} & \cdots & r_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ig1} & r_{ig2} & \cdots & r_{igj} & \cdots & r_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ng1} & r_{ng2} & \cdots & r_{ngj} & \cdots & r_{ngm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gj} \\ \vdots \\ P_{gm} \end{bmatrix} + \\ &+ \begin{bmatrix} x_{1g1} & x_{1g2} & \cdots & x_{1gj} & \cdots & x_{1gm} \\ x_{2g1} & x_{2g2} & \cdots & x_{2gj} & \cdots & x_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ig1} & x_{ig2} & \cdots & x_{igj} & \cdots & x_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ng1} & x_{ng2} & \cdots & x_{ngj} & \cdots & x_{ngm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_{g1} \\ Q_{g2} \\ \vdots \\ Q_{gj} \\ \vdots \\ Q_{gm} \end{bmatrix} - \\ &- \left(\begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & \cdots & r_{1i} & \cdots & r_{1n} \\ r_{21} & r_{22} & \cdots & r_{2i} & \cdots & r_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{i1} & r_{i2} & \cdots & r_{ii} & \cdots & r_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{n1} & r_{n2} & \cdots & r_{ni} & \cdots & r_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} k_{p1} \\ k_{p2} \\ \vdots \\ k_{pi} \\ \vdots \\ k_{pn} \end{bmatrix} + \right. \\ &+ \left. \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1i} & \cdots & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2i} & \cdots & x_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{i1} & x_{i2} & \cdots & x_{ii} & \cdots & x_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & \cdots & x_{ni} & \cdots & x_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} k_{q1} \\ k_{q2} \\ \vdots \\ k_{qi} \\ \vdots \\ k_{qn} \end{bmatrix} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ObcL}} \right) \cdot P_{\text{ObcL}} \end{aligned} \quad (5.17)$$

W celu uproszczenia tej zależności należy pomnożyć odpowiednie macierze współczynników napięciowo – mocowych przez wektory współczynników udziału mocy obciążenia węzłów w mocy obciążenia rozpatrywanej linii.

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_i \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} U_Z + \begin{bmatrix} r_{1g1} & r_{1g2} & \cdots & r_{1gj} & \cdots & r_{1gm} \\ r_{2g1} & r_{2g2} & \cdots & r_{2gj} & \cdots & r_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ig1} & r_{ig2} & \cdots & r_{igj} & \cdots & r_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ng1} & r_{ng2} & \cdots & r_{ngj} & \cdots & r_{ngm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gj} \\ \vdots \\ P_{gm} \end{bmatrix} + \\
 &+ \begin{bmatrix} x_{1g1} & x_{1g2} & \cdots & x_{1gj} & \cdots & x_{1gm} \\ x_{2g1} & x_{2g2} & \cdots & x_{2gj} & \cdots & x_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ig1} & x_{ig2} & \cdots & x_{igj} & \cdots & x_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ng1} & x_{ng2} & \cdots & x_{ngj} & \cdots & x_{ngm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_{g1} \\ Q_{g2} \\ \vdots \\ Q_{gj} \\ \vdots \\ Q_{gm} \end{bmatrix} - \\
 &- \begin{bmatrix} r_{11} \cdot k_{p1} + r_{12} \cdot k_{p2} + \dots + r_{1i} \cdot k_{pi} + \dots + r_{1n} \cdot k_{pn} \\ r_{21} \cdot k_{p1} + r_{22} \cdot k_{p2} + \dots + r_{2i} \cdot k_{pi} + \dots + r_{2n} \cdot k_{pn} \\ \vdots \\ r_{i1} \cdot k_{p1} + r_{i2} \cdot k_{p2} + \dots + r_{ii} \cdot k_{pi} + \dots + r_{in} \cdot k_{pn} \\ \vdots \\ r_{n1} \cdot k_{p1} + r_{n2} \cdot k_{p2} + \dots + r_{ni} \cdot k_{pi} + \dots + r_{nn} \cdot k_{pn} \end{bmatrix} + \\
 &+ \begin{bmatrix} x_{11} \cdot k_{q1} + x_{12} \cdot k_{q2} + \dots + x_{1i} \cdot k_{qi} + \dots + x_{1n} \cdot k_{qn} \\ x_{21} \cdot k_{q1} + x_{22} \cdot k_{q2} + \dots + x_{2i} \cdot k_{qi} + \dots + x_{2n} \cdot k_{qn} \\ \vdots \\ x_{i1} \cdot k_{q1} + x_{i2} \cdot k_{q2} + \dots + x_{ii} \cdot k_{qi} + \dots + x_{in} \cdot k_{qn} \\ \vdots \\ x_{n1} \cdot k_{q1} + x_{n2} \cdot k_{q2} + \dots + x_{ni} \cdot k_{qi} + \dots + x_{nn} \cdot k_{qn} \end{bmatrix} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ObcL}} \cdot P_{\text{ObcL}}
 \end{aligned} \tag{5.18}$$

Następnie równanie (5.18) można przekształcić wprowadzając wektor stałych współczynników z_i wyznaczonych z zależności

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} z_1 \\ z_1 \\ \vdots \\ z_i \\ \vdots \\ z_n \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} r_{11} \cdot k_{p1} + r_{12} \cdot k_{p2} + \dots + r_{1i} \cdot k_{pi} + \dots + r_{1n} \cdot k_{pn} \\ r_{21} \cdot k_{p1} + r_{22} \cdot k_{p2} + \dots + r_{2i} \cdot k_{pi} + \dots + r_{2n} \cdot k_{pn} \\ \vdots \\ r_{i1} \cdot k_{p1} + r_{i2} \cdot k_{p2} + \dots + r_{ii} \cdot k_{pi} + \dots + r_{in} \cdot k_{pn} \\ \vdots \\ r_{n1} \cdot k_{p1} + r_{n2} \cdot k_{p2} + \dots + r_{ni} \cdot k_{pi} + \dots + r_{nn} \cdot k_{pn} \end{bmatrix} + \\
 &+ \begin{bmatrix} x_{11} \cdot k_{Q1} + x_{12} \cdot k_{Q2} + \dots + x_{1i} \cdot k_{Qi} + \dots + x_{1n} \cdot k_{Qn} \\ x_{21} \cdot k_{Q1} + x_{22} \cdot k_{Q2} + \dots + x_{2i} \cdot k_{Qi} + \dots + x_{2n} \cdot k_{Qn} \\ \vdots \\ x_{i1} \cdot k_{Q1} + x_{i2} \cdot k_{Q2} + \dots + x_{ii} \cdot k_{Qi} + \dots + x_{in} \cdot k_{Qn} \\ \vdots \\ x_{n1} \cdot k_{Q1} + x_{n2} \cdot k_{Q2} + \dots + x_{ni} \cdot k_{Qi} + \dots + x_{nn} \cdot k_{Qn} \end{bmatrix} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ObcL}}
 \end{aligned} \quad (5.19)$$

Po zastąpieniu macierzy współczynników napięciowo–mocowych związanych z mocami czynnymi i biernymi oraz wektora współczynników podziału obciążeń wektorem stałych z_i równanie (5.18) przyjmuje ostateczną postać

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_i \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} U_Z + \begin{bmatrix} r_{1g1} & r_{1g2} & \dots & r_{1gj} & \dots & r_{1gm} \\ r_{2g1} & r_{2g2} & \dots & r_{2gj} & \dots & r_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ig1} & r_{ig2} & \dots & r_{igj} & \dots & r_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ng1} & r_{ng2} & \dots & r_{ngj} & \dots & r_{ngm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gj} \\ \vdots \\ P_{gm} \end{bmatrix} + \\
 &+ \begin{bmatrix} x_{1g1} & x_{1g2} & \dots & x_{1gj} & \dots & x_{1gm} \\ x_{2g1} & x_{2g2} & \dots & x_{2gj} & \dots & x_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ig1} & x_{ig2} & \dots & x_{igj} & \dots & x_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ng1} & x_{ng2} & \dots & x_{ngj} & \dots & x_{ngm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_{g1} \\ Q_{g2} \\ \vdots \\ Q_{gj} \\ \vdots \\ Q_{gm} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_i \\ \vdots \\ z_n \end{bmatrix} \cdot P_{\text{ObcL}}
 \end{aligned} \quad (5.20)$$

Równanie macierzowe w postaci (5.20) pozwala na szacowanie wartości napięć we wszystkich węzłach magistrali. W celu przygotowania modelu całej sieci wystarczy przygotować oddzielne równanie macierzowe w postaci jak wyżej dla każdej z magistral. Ze względu na stosunkowo niewielką liczbę źródeł rozproszonych (kilka lub w przyszłości kilkanaście) oraz szczegółowe badania i analizy wykonywane na etapie realizacji inwestycji, przygotowanie macierzy współczynników r_{igj} i x_{igj} nie powinno stanowić problemu. Współczynniki te są stałe niezależnie od stanu obciążenia, mogą jednak zmieniać wartości jeśli sieć będzie przebudowywana.

Bardziej kłopotliwe jest wyznaczenie współczynników z_i zgodnie z zależnością (5.19). Pierwszą trudnością jest skala zadania, gdyż liczba węzłów odbiorczych w całej sieci zawiera się na ogół między 100 a 200. Drugim, znacznie poważniejszym problemem jest losowa zmienność obciążeń węzłów sieci rozdzielczej, co sprawia, że współczynniki k_{Pi} i k_{Qi} oraz współczynnik $\text{tg}\varphi_{\text{ObcL}}$ nie są stałe. W pracy [39] problem rozwiązano wyznaczając analogiczne współczynniki w zależności od mocy znamionowych transformatorów SN/nn w postaci (3.12) co, jak stwierdzono wcześniej, jest bardzo wygodne i ułatwiające obliczenia, jednak nie zawsze prawidłowe.

Lepszym rozwiązaniem wydaje się skorzystanie z pomiarów wykonywanych przy okazji okresowych przeglądów i remontów stacji transformatorowych SN/nn. Wyznaczenie współczynników z_i można przeprowadzić w następujący sposób: zakładając, że sieć rozdzielcza jest pasywna otrzymuje się uproszczenie równania macierzowego (5.18) do postaci

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_i \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} U_Z - \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_i \\ \vdots \\ z_n \end{bmatrix} \cdot P_{\text{ObcL}} \quad (5.21)$$

Po wprowadzeniu do układu równań spadków napięć otrzymujemy

$$\begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_i \\ \vdots \\ z_n \end{bmatrix} \cdot P_{\text{ObcL}} = \begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \vdots \\ \Delta U_i \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} \quad (5.22)$$

dzięki czemu uzyskujemy zależność na współczynniki z_i w postaci

$$\begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_i \\ \vdots \\ z_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta U_1}{P_{\text{ObcL}}} \\ \frac{\Delta U_2}{P_{\text{ObcL}}} \\ \vdots \\ \frac{\Delta U_i}{P_{\text{ObcL}}} \\ \vdots \\ \frac{\Delta U_n}{P_{\text{ObcL}}} \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

Spadki napięć i moc czynna wpływająca do linii, potrzebne do wyznaczenia współczynników, nie są stałe – zmieniają się wraz ze zmianami obciążenia sieci. Przy założeniu, że charakter i struktura odbiorów w danej magistrali są podobne, można przyjąć, że współczynniki udziału obciążeń poszczególnych węzłów w stosunku do obciążenia linii (k_{Pi} , k_{Qi} , $\text{tg}\varphi_{\text{ObcL}}$) będą się zmieniały w niewielkich granicach. Wówczas współczynniki z_i można uznać za stałe bez względu na stopień obciążenia linii.

Kolejnym problemem jest kwestia praktycznego wyznaczenia spadków napięć potrzebnych do wyznaczenia współczynników z_i wg zależności (5.23). Statystycznie, najmniejsze błędy będą występowały w obliczeniach, gdy przyjmie się wartości przeciętne, dla średnich obciążeń sieci. Jednoczesny pomiar, lub w celu uśrednienia, wiele pomiarów, w wielu węzłach magistrali ze względów techniczno – organizacyjnych nie jest obecnie możliwy. Można jednak skorzystać z pomiarów wykonywanych w czasie przeglądów stacji transformatorowych i odpowiadających im (wykonanych w tym samym czasie) pomiarów obciążeń magistral sieci SN. Wartość współczynnika z_i , można wyznaczyć, gdy określone zostanie napięcie na szynach SN stacji oraz moc obciążenia linii dla czasu wykonania pomiaru napięcia w węźle odbiorczym. W czasie przeglądów nie wykonuje się pomiarów napięć po stronie SN transformatorów ale, przy znajomości aktualnej przekładni transformatora, obliczenie tego napięcia z pomiaru po stronie nn nie stanowi problemu. Współczynnik z_i jest dany zależnością

$$z_i = \frac{\Delta U_{i(t)}}{P_{\text{ObcL}(t)}} = \frac{U_{Z(t)} - U_{i(t)}}{P_{\text{ObcL}(t)}} \quad (5.24)$$

gdzie:

$U_{Z(t)}$ – wartość napięcia na szynach SN stacji GPZ w chwili t ,
 $U_{i(t)}$ – wartość napięcia zmierzonego w i -tym węźle w chwili t ,
 $P_{ObcL(t)}$ – moc obciążenia linii zmierzona w stacji GPZ w chwili t .

Współczynniki można również wyznaczyć wykorzystując wyniki obliczeń wykonywanych na etapie uzyskiwania zgody na przyłączenie źródła. Jednym z elementów tych analiz są obliczenia rozptyłu prądów i mocy oraz wyznaczanie napięć dla różnych, reprezentatywnych wariantów pracy sieci.

Nieco bardziej skomplikowane będzie wyznaczanie współczynników dla linii z pracującymi źródłami rozproszonymi, gdy nie jest możliwe ich wyłączenie. Można wówczas skorzystać z równania macierzowego (5.20) przekształconego do postaci

$$\begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_i \\ \vdots \\ z_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} U_Z - \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_i \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} r_{1g1} & r_{1g2} & \cdots & r_{1gj} & \cdots & r_{1gm} \\ r_{2g1} & r_{2g2} & \cdots & r_{2gj} & \cdots & r_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ig1} & r_{ig2} & \cdots & r_{igj} & \cdots & r_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{ng1} & r_{ng2} & \cdots & r_{ngj} & \cdots & r_{ngm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{P_{g1}}{P_{ObcL}} \\ \frac{P_{g2}}{P_{ObcL}} \\ \vdots \\ \frac{P_{gj}}{P_{ObcL}} \\ \vdots \\ \frac{P_{gm}}{P_{ObcL}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} x_{1g1} & x_{1g2} & \cdots & x_{1gj} & \cdots & x_{1gm} \\ x_{2g1} & x_{2g2} & \cdots & x_{2gj} & \cdots & x_{2gm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ig1} & x_{ig2} & \cdots & x_{igj} & \cdots & x_{igm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{ng1} & x_{ng2} & \cdots & x_{ngj} & \cdots & x_{ngm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{Q_{g1}}{P_{ObcL}} \\ \frac{Q_{g2}}{P_{ObcL}} \\ \vdots \\ \frac{Q_{gj}}{P_{ObcL}} \\ \vdots \\ \frac{Q_{gm}}{P_{ObcL}} \end{bmatrix} \quad (5.25)$$

Przedstawione powyżej sposoby przygotowania modelu sieci, choć pracochłonne są jednak możliwe do przeprowadzenia. Dzięki zastosowanemu podziałowi modelu sieci na odrębne układy równań dla każdej z linii magistralnych nawet po ewentualnych przebudowach sieci nie ma konieczności aktualizowania całego modelu a tylko jego części, dotyczącej

przebudowanej linii. Zasadne jest okresowe sprawdzanie poprawności modelu i wprowadzanie korekt współczynników na podstawie pomiarów wykonywanych w czasie przeglądów i konserwacji stacji transformatorowych SN/nn. Podsumowując powyższe rozważania można stwierdzić, że z pewnością cały szereg uproszczeń związanych z wyznaczaniem modelu liniowego sieci rozdzielczej czyni go przybliżonym, jak jednak wskazały dalsze badania jest to poziom dokładności całkowicie wystarczający dla bardzo znaczącej poprawy jakości napięcia w sieci z dużą liczbą źródeł rozproszonych.

5.5 Funkcja celu zadania optymalizacyjnego i metoda wyznaczenia optymalnych wartości sygnałów sterujących

Celem regulacji napięcia w sieci rozdzielczej jest utrzymanie napięć w węzłach odbiorczych w przedziale wg (3.3) oraz (zgodnie z rozważaniami z rozdz. 3.1.3) minimalizacja wskaźnika jakości napięcia (3.13).

Optymalne warunki pracy można osiągnąć poprzez regulację napięcia w stacji zasilającej WN/SN, co w praktycznej realizacji sprowadza się do wyznaczenia i wprowadzenia do regulatora napięcia transformatora zadanej wartości napięcia U_Z , oraz, po uwzględnieniu rozważań z rozdz. 3.3, przez zmianę mocy biernych generowanych w źródłach rozproszonych. Zmiana mocy biernej generowanej jest możliwa zarówno w źródłach synchronicznych (regulacja prądu wzbudzenia generatora synchronicznego), indukcyjnych (zmiana mocy biernej baterii kondensatorów), jak i w nowoczesnych układach z przekształtnikami energoelektronicznymi, poprzez zmianę ich wysterowania lub zmianę mocy baterii kondensatorów (w zależności od zastosowanego rozwiązania).

Ze względu na to, że wyznaczenie wskaźnika jakości napięcia nie jest w praktyce możliwe na podstawie wyników pomiarów, można się posłużyć wartościami szacowanymi zgodnie z rozważaniami z rozdz. 5.4. Model liniowy sieci rozdzielczej pozwala na szacownie wartości napięć we wszystkich węzłach odbiorczych rozumianych jako stacje SN/nn dla aktualnego stanu obciążenia sieci, dla różnych wariantów pracy źródeł rozproszonych, oraz różnych wartości napięcia utrzymywanego na szynach SN w GPZ. Wykorzystując tę właściwość modelu liniowego można poszukiwać optymalnych warunków napięciowych w sieci.

Najlepsze warunki pracy sieci ze względu na wartość napięcia zasilania wystąpią wówczas, gdy osiągnięta zostanie minimalna wartość wskaźnika ws_k_U (3.13) z jednoczesnym spełnieniem wymagań odnośnie zakresu dopuszczalnej wartości napięć. Można to zapisać w postaci

$$\begin{cases} wsk_U(\mathbf{U}) \rightarrow \min \\ \min \mathbf{U} \geq U_{\min \text{ dop}} \\ \max \mathbf{U} \leq U_{\max \text{ dop}} \end{cases} \quad (5.26)$$

W rozpatrywanym procesie regulacji wymuszeniami są moce czynne generowane w źródłach rozproszonych oraz sumaryczne obciążenie obszaru sieciowego (wektor $\mathbf{P}_g$ i moc P_{ObcL}). Zmiennymi zależnymi są napięcia w węzłach odbiorczych (wektor zmiennych zależnych: $\mathbf{U}$). Sterowaniami zaś są napięcie zadane na szynach stacji zasilającej U_Z oraz moce bierne generowane w źródłach ($Q_{g1}, Q_{g2}, \dots, Q_{gm}$). W miarę potrzeb i możliwości sterowania można uzupełnić o moce bierne baterii kondensatorów, traktując je jako źródła rozproszone z zerowymi mocami czynnymi.

5.6 Minimalizacja wskaźnika jakości napięcia

Wiele problemów, które są rozwiązywane w technice i innych dziedzinach można sprowadzić do rozwiązywania zadania optymalizacyjnego [3, 76]. Jeśli można zdefiniować model procesu, zmienne decyzyjne, występujące ograniczenia oraz funkcję celu, zwaną także kryterium jakości, mamy do czynienia z zadaniem optymalizacyjnym, które możemy rozwiązywać przy pomocy jednej z licznych, dostępnych w postaci narzędzi informatycznych, metod.

Problem optymalizacji jest wyrażany jako problem poszukiwania ekstremum funkcji (minimum, np. minimum kosztów, lub maksimum, np. maksimum zysku). W czasie powszechnego wykorzystania komputerów zdolnych do wykonywania wielu skomplikowanych obliczeń w stosunkowo krótkim czasie rozwiązywanie zagadnień optymalizacyjnych znalazło wiele praktycznych zastosowań. Jednym z pierwszych zadań optymalizacji rozwiązywanych za pomocą komputerów było zadanie programowania liniowego czyli minimalizacji funkcji liniowej przy ograniczeniach liniowych.

Wraz z rozwojem metod optymalizacji rozwinęła się nowa gałąź badań naukowych nazywana badaniami operacyjnymi. Rozwój tej gałęzi był stymulowany przez różnorodne zastosowania metod optymalizacji do zadań organizacji, zarządzania, ekonomiki, techniki itp.

Obecnie, do „klasyki” rozwiązywania zadań optymalizacyjnych możemy zaliczyć następujące metody:

- metody optymalizacji liniowej, np. metoda simpleksu,
- zagadnienia transportowe, np. metoda największego przepływu,

- metody optymalizacji na grafach np. problem najkrótszej drogi, problem komiwojażera,
- programowanie zero – jedynkowe,
- metody programowania nieliniowego.

Zastosowanie w zagadnieniach optymalizacji komputerowej znalazły między innymi następujące metody:

- metoda złotego podziału,
- metoda Powella - interpolacji kwadratowej,
- metoda Newtona,
- metoda Gaussa-Seidela,
- metoda poszukiwań losowych (Monte Carlo),
- metoda funkcji kary,
- metoda ważonej funkcji celu,
- metody heurystyczne – algorytmy mrówkowe, metoda wielostartu, symulowane wyżarzanie.

Od kilku lat zagadnienia optymalizacyjne są chętnie rozwiązywane przy pomocy nowoczesnych metod naśladujących procesy biologiczne. Zalicza się do nich:

- metody wykorzystujące algorytmy rozmyte,
- metody wykorzystujące algorytmy genetyczne,
- metody wykorzystujące sztuczne sieci neuronowe.

5.6.1 Wybór metody optymalizacji

Najważniejszym celem niniejszej rozprawy było opracowanie liniowego modelu sieci dającego się zastosować w urządzeniach elektroenergetycznej automatyki regulacyjnej działających w czasie rzeczywistym. Postanowiono więc sprawdzić poprawność działania metody przy wykorzystaniu prostej, znanej i sprawdzonej metody optymalizacji. Ze względu na łatwy dostęp do aplikacji oraz, jak się okazało po licznych testach, dużą szybkość działania i poprawne wyniki, ostatecznie zdecydowano o zastosowaniu narzędzia Solver, które jest częścią pakietu Microsoft Excel. W pakiecie tym zaimplementowano dwie metody rozwiązywania zadania optymalizacyjnego – metodę Newtona oraz metodę sprzężoną. Ze względu na prostą postać zadania oraz mniejszą liczbę iteracji stosowano głównie metodę Newtona. Metoda ta w wersji podstawowej wyprowadzana jest przy wykorzystaniu modelu kwadratowego minimalizowanej funkcji $f(\mathbf{x})$ [3, 76]. Wektor $\mathbf{x}$ zawiera zmienne niezależne (sterowania), dla których funkcja celu osiąga minimum. W rozpatrywanym przypadku (obszar sieciowy zasilany z szyn rozdzielni SN oraz m źródeł rozproszonych) ma on postać

$$\mathbf{x}^T = [U_Z \ Q_{g1} \ Q_{g2} \dots Q_{gi} \dots Q_{gm}] \quad (5.27)$$

a funkcja celu jest określona w postaci wskaźnika wsk_U (3.13), dla którego wyznaczenia wykorzystuje się n elementowy wektor napięć węzłowych, opisany za pomocą równania (5.20).

Model kwadratowy otrzymuje się z obciętego rozwinięcia funkcji w szereg Taylora drugiego rzędu w punkcie aktualnego przybliżenia.

$$f(\mathbf{x}^k + \delta) \approx f^k + (\mathbf{g}^k)^T \delta + \frac{1}{2} \delta^T \mathbf{G}^k \delta = q^k(\delta) \quad (5.28)$$

Symbol $q^k(\delta)$ oznacza aproksymację kwadratową funkcji f w punkcie $\mathbf{x}^k$, natomiast symbol δ oznacza przyrost argumentu funkcji i jest wyznaczany z zależności

$$\delta = \mathbf{x} - \mathbf{x}^k \quad (5.29)$$

W podstawowej wersji metody Newtona

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \mathbf{d}^k \quad (5.30)$$

gdzie wektor $\mathbf{d}^k$ minimalizuje aproksymację kwadratową $q^k(\delta)$.

Aproksymacja $q^k(\delta)$ ma jednoznacznie określone minimum, gdy hesjan $\mathbf{G}^k$ jest ściśle dodatnio określony. Wówczas wektor $\mathbf{d}^k$ znajdujemy z warunku zerowania się pierwszej pochodnej

$$\nabla q^k(\mathbf{d}^k) = 0 \quad (5.31)$$

W rezultacie k – tą iterację metody Newtona można przedstawić następująco:

1. Znajdź $\mathbf{d}^k$ jako rozwiązanie względem δ równania

$$\mathbf{G}^k \delta = -\mathbf{g}^k \quad (5.32)$$

2. Podstaw

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \mathbf{d}^k \quad (5.33)$$

Jeżeli minimalizowana funkcja jest dwukrotnie ciągle różniczkowalna, elementy hesjanu spełniają warunek Lipschnitza, tzn. istnieje taka stała liczba $K \in \mathbf{R}^1$, że

$$|\mathbf{G}_{ij}(\mathbf{x}) - \mathbf{G}_{ij}(\mathbf{y})| \leq K \|\mathbf{x} - \mathbf{y}\| \quad (5.34)$$

dla wszystkich $\mathbf{x}, \mathbf{y}$ w pewnym otoczeniu punktu optymalnego $\hat{\mathbf{x}}$, macierz

$$\hat{\mathbf{G}} = \mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}) \quad (5.35)$$

jest ściśle dodatnio określona i punkt początkowy $\mathbf{x}^0$ jest dostatecznie blisko punktu $\hat{\mathbf{x}}$, to metoda Newtona jest dobrze określona dla wszystkich k i zbiega się do punktu optymalnego z szybkością drugiego rzędu (kwadratową).

W podstawowej metodzie Newtona nie przewiduje się minimalizacji w kierunku i w rezultacie metoda ta jest zbieżna tylko lokalnie, tzn. wtedy, gdy punkt początkowy jest dostatecznie blisko optymalnego $\hat{\mathbf{x}}$. W praktyce stosuje się wiele zabiegów poprawiających i usprawniających działanie metody Newtona.

5.6.2 Opis narzędzia optymalizacyjnego Solver

W pakiecie **Solver** [64], oprócz wyboru metody rozwiązywania zadania konfiguruje się następujące opcje:

- **maksymalny czas poszukiwania rozwiązania;** przyjęto czas domyślny – 100 sekund, jednak w praktyce czas optymalizacji nie przekraczał 5 sekund,
- **maksymalna liczba iteracji;** ogranicza czas poszukiwania rozwiązania, nakładając limit na liczbę obliczeń; pozostawiono wartość domyślną 100 iteracji, nie odnotowano przekraczania tej wartości,
- **wymagana dokładność rozwiązania;** program kontroluje dokładność rozwiązania, używając wprowadzonej liczby do określania, czy wartość komórki ograniczenia przyjmuje wartość docelową, czy mieści się poniżej górnej lub powyżej dolnej granicy; optymalizowany wskaźnik jakości napięcia przyjmował niewielkie wartości i dla różnych wariantów zdarzały się małe różnice więc wymaganą dokładność ustawiono na 0,000001,
- **tolerancja w %;** informuje, w jakim stopniu wartość komórki docelowej rozwiązania spełniająca ograniczenia całkowite może odbiegać od rzeczywistej wartości optymalnej, aby została uznana za możliwą do zaakceptowania; przyjęto wartość 0,0001,
- **zbieżność;** program sprawdza względną zmianę wartości w komórce docelowej dla pięciu ostatnich iteracji, jeśli jest mniejsza niż liczba podana, poszukiwanie rozwiązania jest przerywane; przyjęto wartość 0,0001,
- **wybór modelu;** w szczególnym przypadku program pozwala na przyjęcie modelu liniowego w celu przyspieszenia poszukiwania rozwiązania w przypadku, gdy wszystkie relacje w modelu są liniowe, rozwiązywany jest wówczas problem optymalizacji liniowej; korzystano z pełnego modelu – pomimo, że napięcia w węzłach sieci estymowano przy pomocy równań liniowych, to nie wszystkie relacje w modelu są ściśle liniowe – wykorzystanie modelu kwadratowego dawało lepsze wyniki,

- **automatyczne skalowanie;** opcja pozwala na łatwiejsze prowadzenie obliczeń, gdy między danymi i wynikami występuje duża różnica (kilka rzędów wielkości); opcja nie była wykorzystywana,
- **wyniki pośrednie;** program wyświetla wyniki obliczeń po każdej iteracji, opcja nie była wykorzystywana,
- **wybór estymat;** pozwala na określenie sposobu uzyskania początkowych wartości estymat podstawowych zmiennych w każdym jednowymiarowym procesie poszukiwania, można wybrać:
 - **estymatę styczną** aby zastosować ekstrapolację liniową na podstawie wektora stycznego; estymata styczna była aktywna w czasie optymalizacji,
 - **estymatę kwadratową** aby zastosować ekstrapolację kwadratową, co poprawia wyniki w przypadku zadań wyraźnie nieliniowych,
- **wybór pochodnych;** pozwala na określenie sposobu obliczania przyrostów przy wyznaczaniu oszacowań pochodnej cząstkowej funkcji celu i funkcji ograniczeń; można wybrać:
 - **pochodną „do przodu”** w większości zadań, w których wartości ograniczeń zmieniają się stosunkowo wolno; pochodna „do przodu” była aktywna w czasie optymalizacji,
 - **pochodną „centralną”** w zadaniach, w których wartości ograniczeń zmieniają się szybko, szczególnie w pobliżu limitów.

Autor rozprawy pragnie podkreślić, że dobór metody optymalizacyjnej nie był traktowany w rozprawie jako element pierwszoplanowy. Wybrano łatwą do zaimplementowania metodę Newtona, nie wymagającą dużych nakładów obliczeniowych. Priorytetem rozprawy była budowa liniowego modelu sieci i sprawdzenie, czy można na jego podstawie stworzyć nowy rodzaj układu regulacji napięcia, który w trybie *on-line* uwzględnia przyłączone do sieci źródła rozproszone i zmienność wartości generowanej w nich mocy, jak też zmienność obciążenia sieci. Dobór alternatywnych metod optymalizacyjnych może być przedmiotem dalszych badań.

6 Eksperymenty obliczeniowe – wyniki

6.1 Uwagi wstępne

W celu sprawdzenia poprawności modelu liniowego sieci oraz możliwości optymalizacji wartości napięć w jej węzłach, przeprowadzono szereg testów obliczeniowych. Badania były prowadzone na sieci testowej opisanej w rozdz. 3.2. Model sieci został przygotowany zgodnie z opisem z rozdz. 5.2 w postaci układu równań liniowych (5.20). Na podstawie wyników operacji szacowania wartości napięć wyznaczano wskaźnik jakości napięcia zgodnie z zależnością (3.13) oraz kontrolowano minimalną i maksymalną wartość napięcia w sieci, tak by spełniony był równocześnie warunek (3.3).

Zgodnie ze stosowaną w spółkach dystrybucyjnych praktyką przyjęto, że regulacja napięcia przy pomocy przełącznika zaczepów transformatorów 110 kV/SN jest realizowana w cyklu dobowym. Również zgodnie z praktyką stosowaną w energetyce regulator napięcia nastawiano na 15,45 kV (czyli 103 V po stronie wtórnej układu przekładników napięciowych) dla średnich i małych obciążeń sieci oraz na 15,75 kV (czyli 105 V po stronie wtórnej układu przekładników napięciowych) dla dużych obciążeń. W czasie procesu optymalizacji w celu skompensowania spadków napięć na elementach sieci w każdym przypadku zakładano, że wartość oczekiwana napięcia we wszystkich węzłach sieci powinna wynosić 15,5 kV (napięcie U_o w zależności (3.13)).

Jako wynik optymalizacji uzyskiwano, w odróżnieniu od stosowanych dotychczas metod [39, 41], nie numer przełącznika zaczepów transformatora, lecz wartość napięcia zadanego dla regulatora napięcia transformatora. Wartość ta jest tożsama z napięciem U_Z modelu sieci opisanego równaniem macierzowymi (5.20). Wydaje się, że podejście takie jest bardziej uniwersalne, ze względu na to, że jest ono „odporne” na zmiany wartości napięć zachodzące w sieci 110 kV.

Dla wariantów pracy sieci z generacją rozproszoną, zakładano początkowo zerową generację mocy biernej w źródłach. Jest to zgodne z obecnie stosowanymi zasadami współpracy OSD z niezależnymi producentami energii, którzy nie postrzegają ich jako dostawców usług sieciowych polegających na produkcji mocy biernej i regulacji napięcia. W procesie optymalizacji, uwzględniano możliwości regulacyjne źródeł w zakresie dozwolonego w [29] zakresu pracy, czyli dla $\text{tg}\varphi$ od -0,4 do +0,4.

6.2 Program badań metody optymalizacji napięcia sieci rozdzielczej

Ze względu na przyjęcie założeń upraszczających w odniesieniu do podziału obciążeń linii pomiędzy węzły sieci rozdzielczej najważniejszą kwestią było zbadanie wpływu zmienności obciążeń na poprawność uzyskiwanych wyników. W tym celu przygotowano program badań, który obejmował 75 przypadków zmian obciążeń sieci, po 25 przypadków dla stanu obciążenia minimalnego, średniego i maksymalnego. Zmienność obciążeń uzyskiwano dobierając losowo (za pomocą makroinstrukcji arkusza Microsoft Excel wykorzystującej generator liczb losowych) zmiany obciążeń poszczególnych linii oraz poszczególnych węzłów w stosunku do wartości wyjściowych. Przyjmowano liniowy rozkład prawdopodobieństwa zmian obciążeń. W zależności od wariantu, były to różne kombinacje obciążenia początkowego w zakresie 0%, $\pm 5\%$, $\pm 10\%$, $\pm 15\%$ i $\pm 20\%$ dla linii i dla węzłów. Maksymalna zmiana obciążenia jednego węzła względem przyjętego w modelu współczynnika podziału obciążenia mogła więc wynieść $\pm 40\%$.

Kolejnym krokiem było przygotowanie dla takich obciążeń modeli sieci z uwzględnieniem generacji rozproszonej. Rozważano jeden przypadek z trzema pracującymi w sieci źródłami i drugi z pięcioma.

Cały program badań obejmował więc 225 przypadków pracy sieci rozdzielczej przy uwzględnieniu różnych stanów obciążenia, różnych (losowych) stopni podziału obciążenia pomiędzy węzły odbiorcze oraz różnych poziomów generacji rozproszonej.

Obliczenia rozptyłów mocy, odzwierciedlające pracę „rzeczywistej” sieci były wykonywane przy pomocy programu PowerWorld Simulator. Były one przyjmowane jako punkt odniesienia. Obliczenia obciążeń węzłów sieci rozdzielczej, szacowanie wartości napięć, wyznaczanie wskaźników jakości napięcia oraz optymalizacja pracy sieci były wykonywane na modelu liniowym sieci, przy użyciu aplikacji przygotowanych w pakiecie Microsoft Excel.

Proces obliczeniowy dla każdego analizowanego przypadku przebiegał następująco:

1. Wyznaczenie losowych obciążeń węzłów odbiorczych zgodnie z założeniami dla danego wariantu obciążenia, **narzędzie:** *aplikacja autora do losowego generowania wartości obciążeń węzłów odbiorczych;*
2. Eksport nowych obciążeń do pliku zawierającego model sieci „rzeczywistej” przystosowany do wymagań programu PowerWorld, **narzędzie:** *aplikacja autora do eksportu modeli sieci do programu PowerWorld wykonana w programie*

- Microsoft Excel z wykorzystaniem języka programowania Visual Basic oraz składnika pakietu PowerWorld - Simulator Automation Server (SimAuto);*
3. Obliczenie rozptywu mocy oraz wartości napięć węzłowych, eksport wyników, **narzędzie:** *program PowerWorld Simulator;*
 4. Import wyników obliczeń rozptywowych z programu PowerWorld Simulator (wartości napięć węzłowych), wyznaczenie wskaźnika jakości napięcia i sprawdzenie przekroczeń napięciowych, **narzędzie:** *aplikacja do wyznaczania wskaźnika jakości napięcia i wyszukiwania węzłów z przekroczeniami napięciowymi przygotowana przez autora w programie Microsoft Excel;*
 5. Import wartości obciążeń linii i mocy generowanych w źródłach rozproszonych, wyznaczenie wartości napięcia zasilającego i mocy biernych generowanych w źródłach, minimalizujących wartość wskaźnika jakości napięcia przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z zakresu dopuszczalnych wartości napięć, **narzędzie:** *aplikacja do optymalizacji wskaźnika jakości napięcia przygotowana przez autora w programie Microsoft Excel z wykorzystaniem dodatku Solver, wykorzystany liniowy model sieci;*
 6. Wprowadzenie uzyskanych w p. 5 wartości napięcia zasilającego sieć i mocy biernych generowanych w źródłach DG do modelu sieci „rzeczywistej” w programie PowerWorld; **narzędzie:** *aplikacja autora do eksportu modeli sieci do programu PowerWorld wykonana w programie Microsoft Excel z wykorzystaniem języka programowania Visual Basic oraz składnika pakietu PowerWorld – Simulator Automation Server (SimAuto);*
 7. Obliczenie rozptywu mocy oraz wartości napięć węzłowych dla sieci po optymalizacji, eksport wyników, **narzędzie:** *PowerWorld Simulator*
 8. Import wartości napięć węzłowych, wyznaczenie wskaźnika jakości napięcia i sprawdzenie, czy w sieci występują przekroczenia napięciowe po optymalizacji, **narzędzie:** *aplikacja do wyznaczania wskaźnika jakości napięcia i wyszukiwania węzłów z przekroczeniami napięciowymi przygotowana w programie Microsoft Excel.*

Tak więc każdy cykl obliczeniowy polegał na: wykonaniu obliczeń rozptywowych programem *PowerWorld Simulator* w sieci, dla której stosowano przymiotnik „rzeczywista”, wyznaczeniu dla uzyskanych wartości napięć wskaźnika ich jakości,

przeprowadzeniu obliczeń optymalizacyjnych na uproszczonym modelu liniowym, powtórzeniu obliczeń rozptylowych dla sterowań $\mathbf{x}^T = [U_z \ Q_{g1} \ Q_{g2} \dots Q_{gi} \dots Q_{gm}]$ i sieci „rzeczywistej” oraz w końcu, na porównaniu czy wskaźnik jakości napięcia zaregował pozytywnie na zoptymalizowane wartości sterowań.

Po przeprowadzeniu badań dla wszystkich 225 przypadków pracy sieci wyniki zostały zgromadzone w pliku wyników i opracowane statystycznie.

6.3 Opracowanie wyników badań – uwagi metodyczne

Wyniki dla każdego wariantu obliczeń, prowadzonych wg programu z rozdz. 6.2 opracowywano wyznaczając:

- wskaźnik jakości napięcia dla analizowanego stanu sieci, bez procesu optymalizacji,
- liczbę węzłów z przekroczeniami napięciowymi (w analizowanym stanie sieci) bez procesu optymalizacji,
- wskaźniki jakości napięcia dla tego samego stanu sieci, ale po wprowadzeniu procesu optymalizacji,
- liczbę węzłów z przekroczeniami napięciowymi w sieci poddanej procesowi optymalizacji,
- względny i bezwzględny błąd modelu liniowego (błąd zdefiniowano poniżej),
- zmianę wskaźnika jakości napięcia sieci uzyskaną w wyniku procesu optymalizacji.

Jako błąd modelu liniowego przyjęto różnicę pomiędzy wskaźnikiem jakości napięcia uzyskanym w procesie optymalizacji, a wskaźnikiem wyliczonym z wartości napięć wyliczonych w programie rozptylowym, po wprowadzeniu optymalnych wartości napięcia zasilania i mocy biernych zgodnie z zależnością

$$\delta_{\text{model}} = \text{wsk}_{U \text{ model}} - \text{wsk}_{U \text{ siec}} \quad (6.1)$$

Zmianę wskaźnika jakości obliczano zarówno dla modelu (jako różnicę wskaźnika dla sieci przed optymalizacją i wskaźnika uzyskanego dla modelu liniowego w procesie optymalizacji) jak i dla sieci rzeczywistej jako różnicę wskaźników przed optymalizacją i po optymalizacji. Wartość dodatnia zmiany oznacza poprawę warunków pracy sieci. Dla serii obliczeniowych wyznaczono średnie zmiany wskaźnika jakości napięcia.

Dla żadnego z wariantów badań nie odnotowano przekroczeń napięciowych. Sytuacja taka jest pożądana i zgodna z rzeczywistością – dla sieci elektroenergetycznych zaprojektowanych i eksploatowanych z uwzględnieniem uwag opisanych w rozdz. 3,

w normalnych warunkach nie występują przekroczenia napięciowe. Ze względu na brak przekroczeń we wszystkich przypadkach zrezygnowano z prezentowania tego wskaźnika.

Poniżej przedstawiono wyniki badań w formie tablic i wykresów ilustrujących najważniejsze wskaźniki.

6.4 Wyniki badań

W kolejnych tablicach zestawiono wyniki obliczeń, przy czym podstawowym prezentowanym parametrem jest wskaźnik jakości napięcia sieci rozdzielczej porównywany dla stanu sieci przed optymalizacją, dla jej modelu liniowego (dla którego przeprowadzono optymalizację) oraz dla badanego stanu sieci po zastosowaniu sterowań wyznaczonych w procesie optymalizacji. Wykresy ilustrują zmiany wskaźnika jakości napięcia dla każdego z wariantów.

6.4.1 Wariant: bez generacji w źródłach rozproszonych

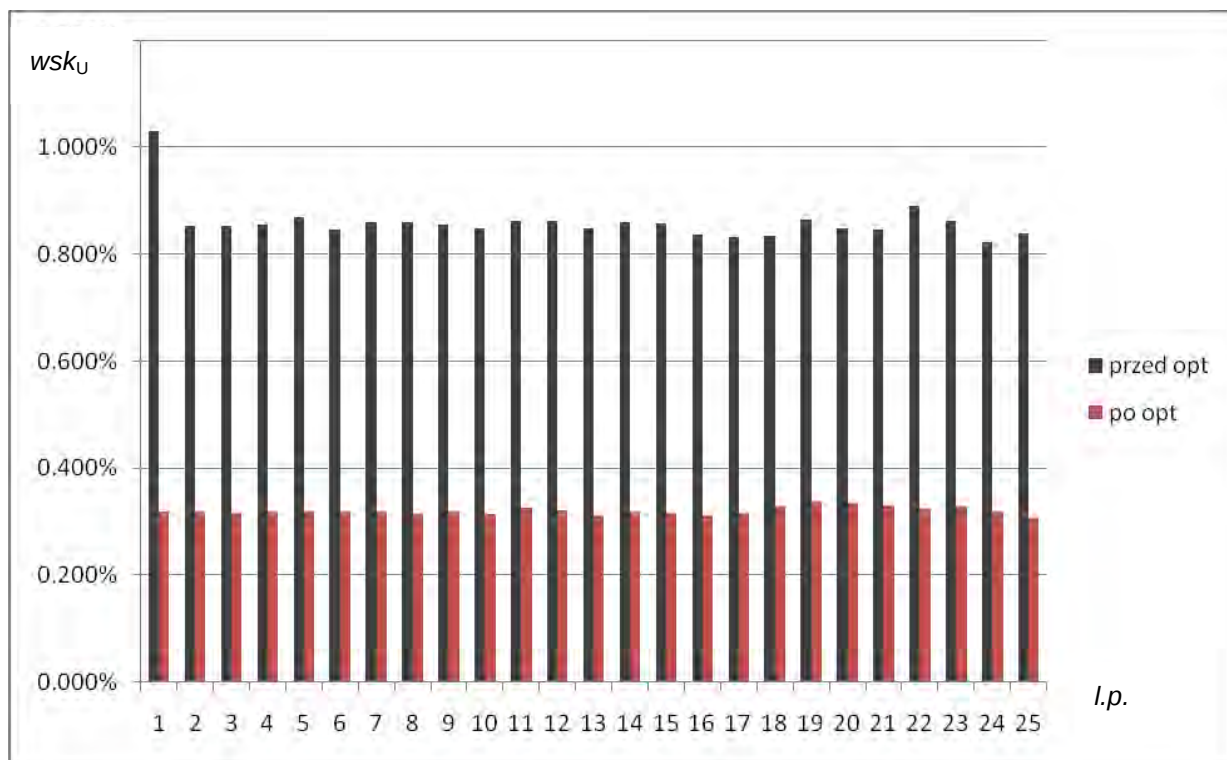
6.4.1.1 Obciążenie minimalne

Tablica 6.1 Wyniki badań dla wariantu sieci bez generacji przy minimalnym obciążeniu w węzłach odbiorczych

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
1	0%	0%	1.030%	0.320%	0.319%	0.002%	0.543%	0.710%	0.712%	0.574%	0.540%
2		5%	0.853%	0.319%	0.318%	0.001%	0.320%	0.534%	0.535%		
3		10%	0.853%	0.320%	0.317%	0.003%	0.947%	0.533%	0.536%		
4		15%	0.856%	0.319%	0.318%	0.001%	0.360%	0.536%	0.538%		
5		20%	0.870%	0.321%	0.319%	0.002%	0.767%	0.549%	0.551%		
6	5%	0%	0.846%	0.321%	0.319%	0.002%	0.521%	0.526%	0.528%	0.537%	
7		5%	0.859%	0.320%	0.318%	0.002%	0.503%	0.539%	0.541%		
8		10%	0.860%	0.319%	0.313%	0.006%	1.818%	0.541%	0.547%		
9		15%	0.856%	0.318%	0.319%	-0.001%	-0.361%	0.538%	0.536%		
10		20%	0.848%	0.314%	0.313%	0.000%	0.119%	0.534%	0.534%		
11	10%	0%	0.863%	0.329%	0.325%	0.004%	1.309%	0.534%	0.538%	0.539%	
12		5%	0.862%	0.324%	0.322%	0.001%	0.459%	0.538%	0.540%		
13		10%	0.848%	0.314%	0.312%	0.001%	0.472%	0.534%	0.535%		
14		15%	0.860%	0.317%	0.319%	-0.002%	-0.557%	0.542%	0.541%		
15		20%	0.858%	0.320%	0.316%	0.005%	1.429%	0.537%	0.542%		

Tablica 6.1 c.d.

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
16	15%	0%	0.838%	0.311%	0.311%	0.000%	-0.032%	0.527%	0.526%	0.518%	
17		5%	0.831%	0.319%	0.317%	0.003%	0.791%	0.512%	0.515%		
18		10%	0.834%	0.327%	0.327%	0.000%	-0.041%	0.507%	0.507%		
19		15%	0.865%	0.340%	0.337%	0.003%	0.991%	0.525%	0.528%		
20		20%	0.849%	0.337%	0.335%	0.002%	0.450%	0.512%	0.513%		
21	20%	0%	0.846%	0.334%	0.331%	0.003%	0.908%	0.512%	0.515%	0.530%	
22		5%	0.889%	0.325%	0.324%	0.000%	0.142%	0.565%	0.565%		
23		10%	0.863%	0.328%	0.329%	0.000%	-0.101%	0.534%	0.534%		
24		15%	0.822%	0.319%	0.320%	-0.001%	-0.313%	0.503%	0.502%		
25		20%	0.839%	0.308%	0.306%	0.001%	0.420%	0.531%	0.533%		



Rys. 6.1 Zmiana wskaźnika jakości napięcia sieci uzyskana w wyniku procesu optymalizacji; wariant bez generacji, obciążenie minimalne

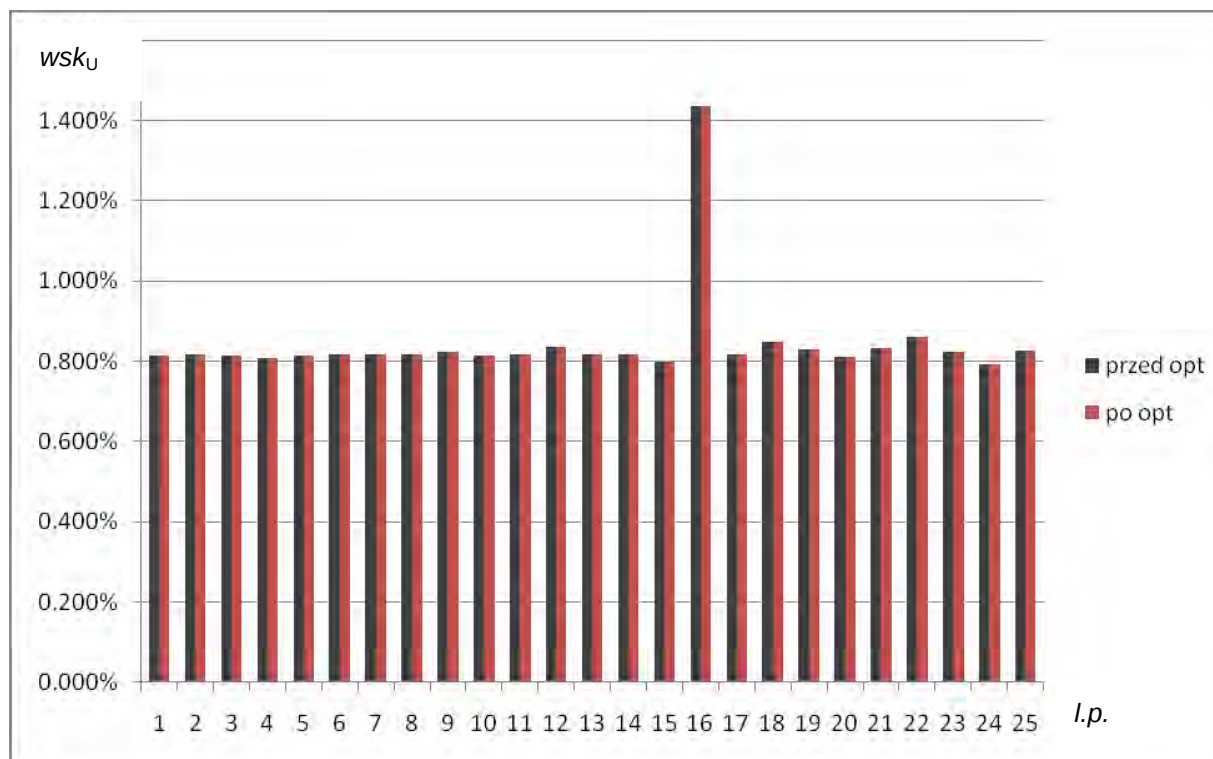
6.4.1.2 Obciążenie średnie

Tablica 6.2 Wyniki badań optymalizacyjnych dla wariantu sieci bez generacji przy średnim obciążeniu w węzłach odbiorczych

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	cząstkowa	dla badanego wariantu
1	0%	0%	0.814%	0.812%	0.814%	-0.001%	-0.154%	0.001%	0.000%	0.000%	0.039%
2		5%	0.816%	0.813%	0.816%	-0.003%	-0.423%	0.003%	0.000%		
3		10%	0.814%	0.816%	0.814%	0.002%	0.255%	-0.002%	0.000%		
4		15%	0.806%	0.811%	0.806%	0.005%	0.612%	-0.005%	0.000%		
5		20%	0.815%	0.812%	0.815%	-0.003%	-0.315%	0.003%	0.000%		
6	5%	0%	0.816%	0.819%	0.816%	0.003%	0.307%	-0.003%	0.000%	0.000%	
7		5%	0.816%	0.817%	0.816%	0.001%	0.131%	-0.001%	0.000%		
8		10%	0.818%	0.816%	0.818%	-0.001%	-0.159%	0.001%	0.000%		
9		15%	0.822%	0.821%	0.822%	-0.001%	-0.076%	0.001%	0.000%		
10		20%	0.813%	0.821%	0.813%	0.008%	0.995%	-0.008%	0.000%		
11	10%	0%	0.817%	0.818%	0.817%	0.002%	0.212%	-0.002%	0.000%	0.000%	
12		5%	0.836%	0.834%	0.836%	-0.002%	-0.227%	0.002%	0.000%		
13		10%	0.817%	0.815%	0.817%	-0.002%	-0.186%	0.002%	0.000%		
14		15%	0.816%	0.819%	0.816%	0.003%	0.308%	-0.003%	0.000%		
15		20%	0.799%	0.797%	0.799%	-0.002%	-0.211%	0.002%	0.000%		
16	15%	0%	1.437%	0.448%	0.447%	0.001%	0.333%	0.988%	0.990%	0.195%	
17		5%	0.816%	0.812%	0.816%	-0.004%	-0.480%	0.004%	0.000%		
18		10%	0.849%	0.845%	0.849%	-0.004%	-0.438%	0.004%	0.000%		
19		15%	0.828%	0.821%	0.841%	-0.021%	-2.466%	0.007%	-0.014%		
20		20%	0.812%	0.814%	0.812%	0.002%	0.243%	-0.002%	0.000%		

Tablica 6.2 c.d.

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	cząstkowa	dla badanego wariantu
21	20%	0%	0.831%	0.833%	0.843%	-0.009%	-1.126%	-0.002%	-0.012%	-0.002%	
22		5%	0.859%	0.858%	0.859%	-0.001%	-0.075%	0.001%	0.000%		
23		10%	0.822%	0.824%	0.822%	0.003%	0.337%	-0.003%	0.000%		
24		15%	0.793%	0.796%	0.793%	0.003%	0.321%	-0.003%	0.000%		
25		20%	0.825%	0.824%	0.823%	0.000%	0.034%	0.001%	0.001%		



Rys. 6.2 Zmiana wskaźnika jakości napięcia w wyniku optymalizacji pracy sieci; wariant bez generacji, obciążenie średnie

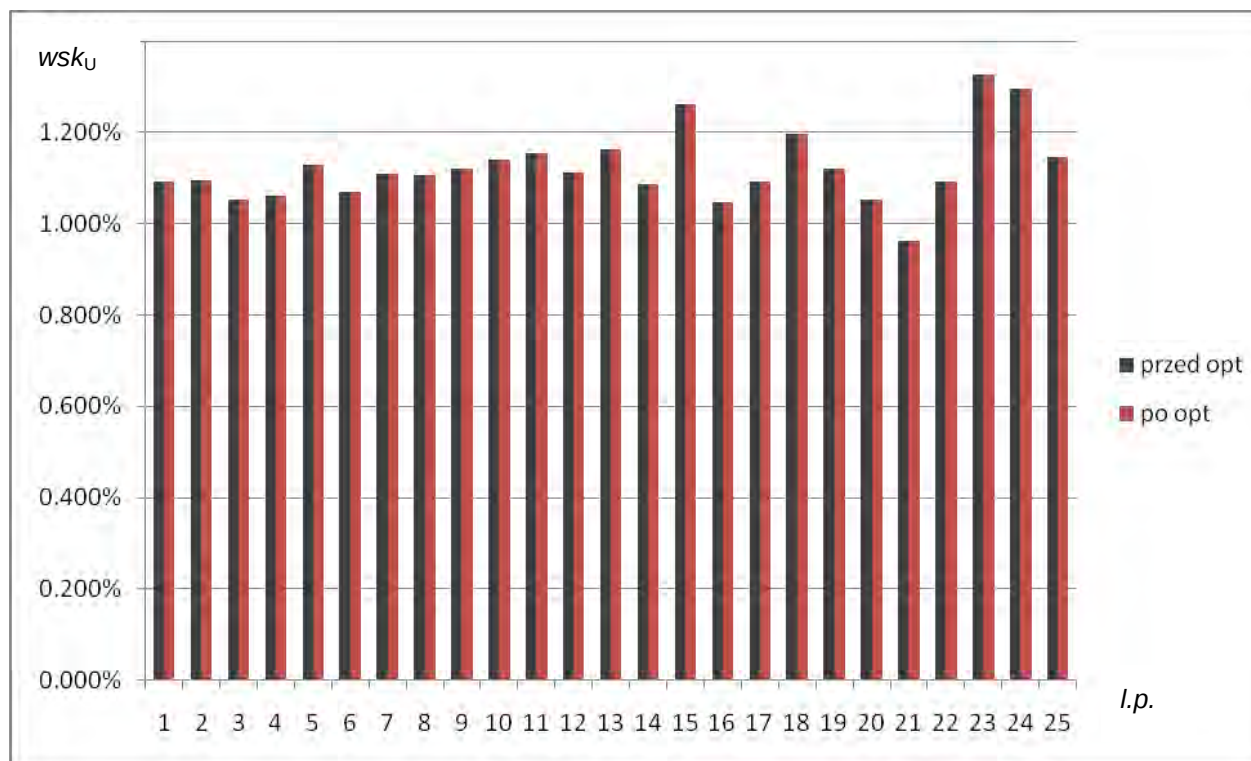
6.4.1.3 Obciążenie maksymalne

Tablica 6.3 Wyniki badań optymalizacyjnych dla wariantu sieci bez generacji przy maksymalnym obciążeniu w węzłach odbiorczych

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
1	0%	0%	1.093%	1.067%	1.093%	-0.026%	-2.354%	0.026%	0.000%	0.000%	0.000%
2		5%	1.095%	1.067%	1.095%	-0.028%	-2.533%	0.028%	0.000%		
3		10%	1.052%	1.027%	1.052%	-0.025%	-2.381%	0.025%	0.000%		
4		15%	1.061%	1.033%	1.061%	-0.029%	-2.694%	0.029%	0.000%		
5		20%	1.130%	1.106%	1.130%	-0.024%	-2.143%	0.024%	0.000%		
6	5%	0%	1.069%	1.054%	1.069%	-0.015%	-1.371%	0.015%	0.000%	0.000%	
7		5%	1.109%	1.091%	1.109%	-0.018%	-1.580%	0.018%	0.000%		
8		10%	1.107%	1.087%	1.107%	-0.020%	-1.809%	0.020%	0.000%		
9		15%	1.122%	1.101%	1.122%	-0.021%	-1.877%	0.021%	0.000%		
10		20%	1.140%	1.125%	1.140%	-0.016%	-1.381%	0.016%	0.000%		
11	10%	0%	1.153%	1.124%	1.153%	-0.029%	-2.557%	0.029%	0.000%	0.000%	
12		5%	1.113%	1.082%	1.113%	-0.031%	-2.781%	0.031%	0.000%		
13		10%	1.164%	1.132%	1.164%	-0.032%	-2.712%	0.032%	0.000%		
14		15%	1.088%	1.061%	1.088%	-0.027%	-2.477%	0.027%	0.000%		
15		20%	1.261%	1.231%	1.261%	-0.031%	-2.445%	0.031%	0.000%		
16	15%	0%	1.046%	1.025%	1.046%	-0.021%	-2.027%	0.021%	0.000%	0.000%	
17		5%	1.093%	1.068%	1.093%	-0.025%	-2.292%	0.025%	0.000%		
18		10%	1.197%	1.164%	1.197%	-0.032%	-2.706%	0.032%	0.000%		
19		15%	1.120%	1.101%	1.120%	-0.019%	-1.729%	0.019%	0.000%		
20		20%	1.052%	1.021%	1.052%	-0.031%	-2.930%	0.031%	0.000%		

Tablica 6.3 c.d.

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	cząstkowa	dla badanego wariantu
21	20%	0%	0.962%	0.945%	0.962%	-0.018%	-1.845%	0.018%	0.000%	0.000%	
22		5%	1.094%	1.063%	1.094%	-0.030%	-2.777%	0.030%	0.000%		
23		10%	1.326%	1.281%	1.326%	-0.045%	-3.401%	0.045%	0.000%		
24		15%	1.295%	1.265%	1.295%	-0.030%	-2.351%	0.030%	0.000%		
25		20%	1.145%	1.131%	1.145%	-0.014%	-1.256%	0.014%	0.000%		



Rys. 6.3 Zmiana wskaźnika jakości napięcia w wyniku optymalizacji pracy sieci; wariant bez generacji, obciążenie maksymalne

6.4.2 Wariant: generacja w trzech losowo rozmieszczonych w sieci źródłach rozproszonych o łącznej mocy 2,5 MW

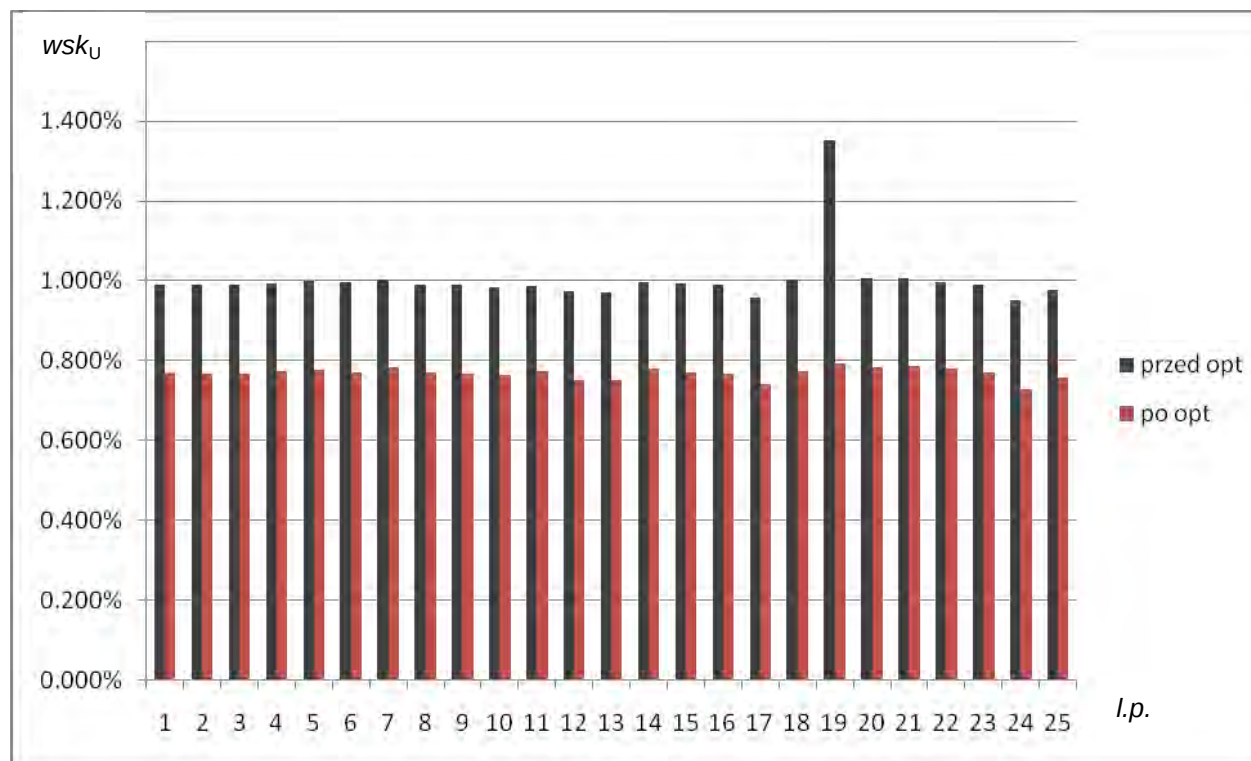
6.4.2.1 Obciążenie minimalne

Tablica 6.4 Wyniki badań optymalizacyjnych dla wariantu sieci z generacją w 3 źródłach przy minimalnym obciążeniu w węzłach odbiorczych

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
1	0%	0%	0.991%	0.779%	0.770%	0.008%	1.082%	0.213%	0.221%	0.221%	0.234%
2		5%	0.990%	0.776%	0.768%	0.009%	1.120%	0.214%	0.222%		
3		10%	0.990%	0.778%	0.768%	0.010%	1.358%	0.212%	0.223%		
4		15%	0.993%	0.777%	0.772%	0.004%	0.530%	0.216%	0.220%		
5		20%	1.000%	0.780%	0.778%	0.002%	0.196%	0.220%	0.221%		
6	5%	0%	0.995%	0.781%	0.772%	0.009%	1.177%	0.215%	0.224%	0.221%	
7		5%	1.004%	0.790%	0.782%	0.008%	1.068%	0.213%	0.222%		
8		10%	0.991%	0.781%	0.770%	0.011%	1.394%	0.210%	0.221%		
9		15%	0.989%	0.778%	0.768%	0.010%	1.251%	0.211%	0.221%		
10		20%	0.982%	0.772%	0.763%	0.009%	1.241%	0.210%	0.220%		
11	10%	0%	0.988%	0.783%	0.774%	0.010%	1.268%	0.204%	0.214%	0.218%	
12		5%	0.974%	0.764%	0.752%	0.012%	1.545%	0.211%	0.222%		
13		10%	0.970%	0.759%	0.751%	0.008%	1.051%	0.211%	0.219%		
14		15%	0.996%	0.790%	0.782%	0.009%	1.121%	0.205%	0.214%		
15		20%	0.993%	0.776%	0.771%	0.005%	0.668%	0.217%	0.222%		

Tablica 6.4 c.d.

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
16	15%	0%	0.991%	0.776%	0.767%	0.009%	1.202%	0.214%	0.224%	0.290%	
17		5%	0.958%	0.747%	0.742%	0.006%	0.765%	0.211%	0.217%		
18		10%	1.002%	0.786%	0.774%	0.012%	1.545%	0.215%	0.227%		
19		15%	1.352%	0.797%	0.794%	0.003%	0.346%	0.555%	0.558%		
20		20%	1.008%	0.787%	0.783%	0.004%	0.482%	0.221%	0.224%		
21	20%	0%	1.006%	0.790%	0.785%	0.005%	0.617%	0.216%	0.221%	0.219%	
22		5%	0.995%	0.788%	0.781%	0.006%	0.812%	0.207%	0.214%		
23		10%	0.990%	0.783%	0.772%	0.011%	1.412%	0.207%	0.218%		
24		15%	0.950%	0.736%	0.729%	0.007%	1.007%	0.214%	0.221%		
25		20%	0.977%	0.759%	0.758%	0.001%	0.179%	0.218%	0.220%		



Rys. 6.4 Zmiana wskaźnika jakości napięcia w wyniku optymalizacji pracy sieci; wariant z generacją 2,5 MW, obciążenie minimalne

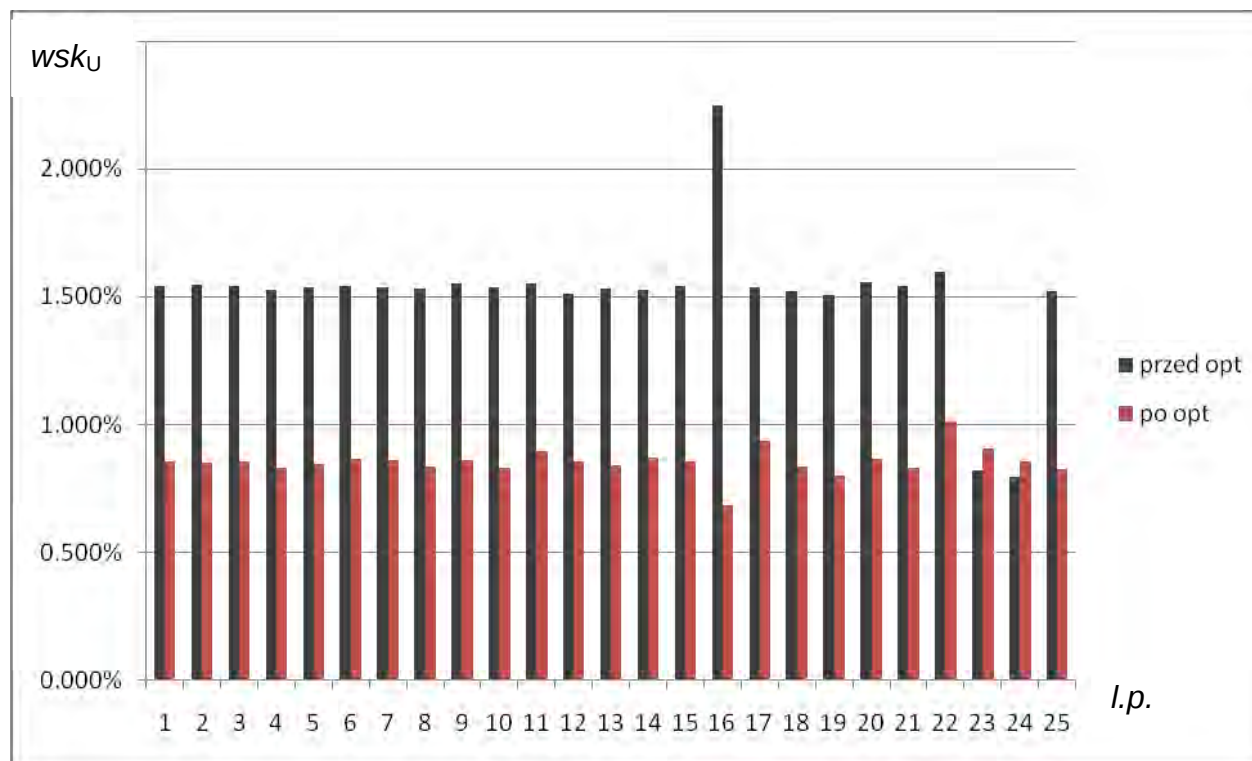
6.4.2.2 Obciążenie średnie

Tablica 6.5 Wyniki badań optymalizacyjnych dla wariantu sieci z generacją w 3 źródłach przy średnim obciążeniu w węzłach odbiorczych

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
1	0%	0%	1.541%	0.854%	0.853%	0.001%	0.080%	0.687%	0.687%	0.691%	0.655%
2		5%	1.545%	0.847%	0.853%	-0.006%	-0.714%	0.698%	0.692%		
3		10%	1.542%	0.855%	0.854%	0.001%	0.144%	0.687%	0.688%		
4		15%	1.527%	0.840%	0.833%	0.007%	0.813%	0.688%	0.694%		
5		20%	1.539%	0.846%	0.845%	0.001%	0.110%	0.693%	0.694%		
6	5%	0%	1.543%	0.866%	0.865%	0.001%	0.089%	0.676%	0.677%	0.690%	
7		5%	1.539%	0.860%	0.863%	-0.003%	-0.354%	0.679%	0.676%		
8		10%	1.533%	0.832%	0.837%	-0.005%	-0.567%	0.701%	0.696%		
9		15%	1.552%	0.858%	0.861%	-0.003%	-0.313%	0.694%	0.691%		
10		20%	1.537%	0.829%	0.829%	0.000%	-0.017%	0.708%	0.708%		
11	10%	0%	1.553%	0.898%	0.895%	0.004%	0.421%	0.655%	0.658%	0.671%	
12		5%	1.514%	0.856%	0.856%	0.000%	-0.049%	0.658%	0.657%		
13		10%	1.533%	0.836%	0.840%	-0.004%	-0.453%	0.698%	0.694%		
14		15%	1.526%	0.877%	0.869%	0.008%	0.944%	0.649%	0.657%		
15		20%	1.542%	0.860%	0.854%	0.006%	0.694%	0.682%	0.688%		

Tablica 6.5 c.d.

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
16	15%	0%	2.249%	0.708%	0.685%	0.023%	3.344%	1.541%	1.564%	0.852%	
17		5%	1.539%	0.927%	0.934%	-0.007%	-0.749%	0.612%	0.605%		
18		10%	1.524%	0.841%	0.835%	0.005%	0.656%	0.684%	0.689%		
19		15%	1.507%	0.805%	0.802%	0.003%	0.391%	0.702%	0.705%		
20		20%	1.559%	0.866%	0.863%	0.002%	0.279%	0.693%	0.696%		
21	20%	0%	1.542%	0.837%	0.831%	0.006%	0.725%	0.705%	0.711%	0.370%	
22		5%	1.598%	1.010%	1.011%	-0.001%	-0.107%	0.588%	0.587%		
23		10%	0.822%	0.911%	0.909%	0.002%	0.196%	-0.089%	-0.087%		
24		15%	0.793%	0.851%	0.854%	-0.003%	-0.308%	-0.058%	-0.060%		
25		20%	1.521%	0.799%	0.823%	-0.024%	-2.912%	0.721%	0.697%		



Rys. 6.5 Zmiana wskaźnika jakości napięcia w wyniku optymalizacji pracy sieci; wariant z generacją 2,5 MW, obciążenie średnie

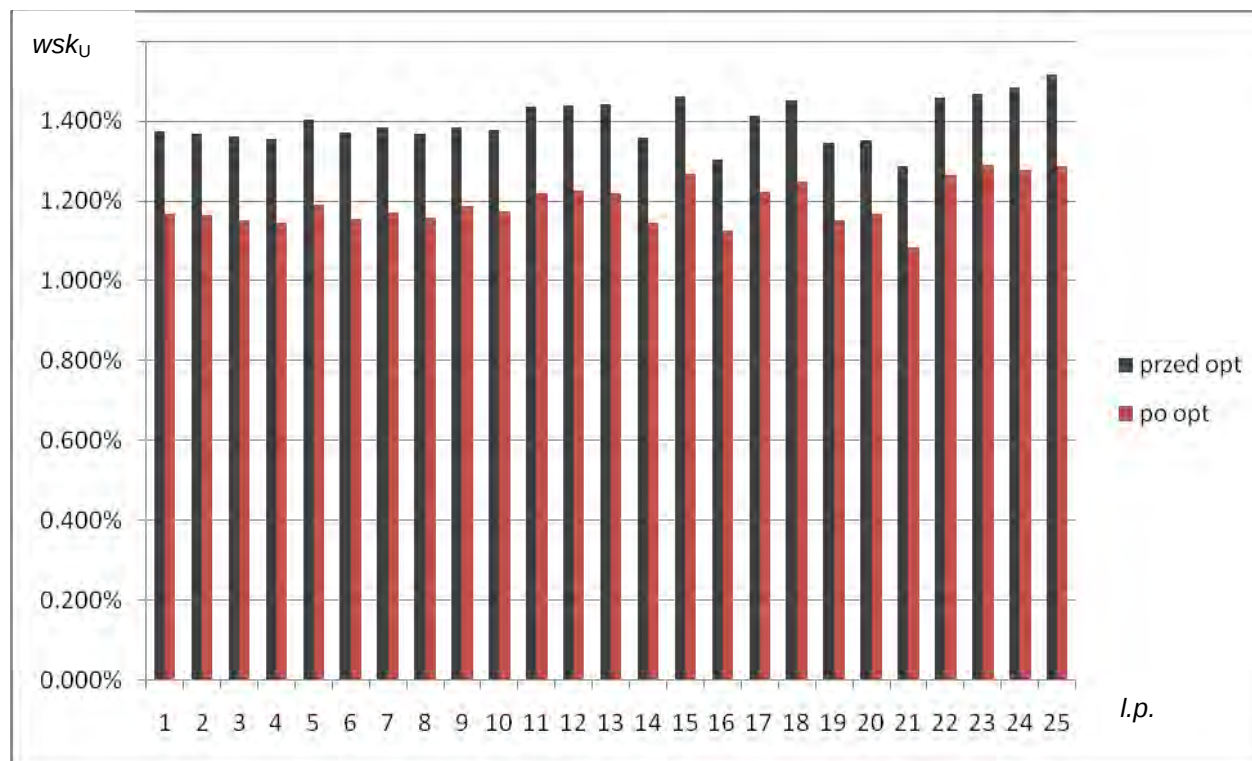
6.4.2.3 Obciążenie maksymalne

Tablica 6.6 Wyniki badań optymalizacyjnych dla wariantu sieci z generacją w 3 źródłach przy maksymalnym obciążeniu w węzłach odbiorczych

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
1	0%	0%	1.373%	1.156%	1.167%	-0.011%	-0.905%	0.217%	0.207%	0.210%	0.204%
2		5%	1.369%	1.153%	1.164%	-0.011%	-0.949%	0.217%	0.206%		
3		10%	1.362%	1.142%	1.151%	-0.009%	-0.778%	0.220%	0.211%		
4		15%	1.356%	1.131%	1.145%	-0.013%	-1.179%	0.225%	0.211%		
5		20%	1.405%	1.185%	1.191%	-0.005%	-0.430%	0.220%	0.214%		
6	5%	0%	1.371%	1.152%	1.154%	-0.003%	-0.224%	0.220%	0.217%	0.208%	
7		5%	1.385%	1.166%	1.172%	-0.006%	-0.501%	0.219%	0.213%		
8		10%	1.368%	1.151%	1.159%	-0.007%	-0.635%	0.216%	0.209%		
9		15%	1.385%	1.179%	1.186%	-0.007%	-0.583%	0.205%	0.198%		
10		20%	1.377%	1.160%	1.173%	-0.013%	-1.084%	0.216%	0.204%		
11	10%	0%	1.436%	1.205%	1.220%	-0.015%	-1.203%	0.230%	0.216%	0.211%	
12		5%	1.438%	1.207%	1.226%	-0.019%	-1.568%	0.230%	0.211%		
13		10%	1.442%	1.207%	1.220%	-0.014%	-1.133%	0.235%	0.221%		
14		15%	1.360%	1.136%	1.146%	-0.009%	-0.824%	0.223%	0.214%		
15		20%	1.461%	1.265%	1.268%	-0.002%	-0.172%	0.196%	0.194%		

Tablica 6.6 c.d

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
16	15%	0%	1.305%	1.113%	1.126%	-0.013%	-1.143%	0.191%	0.179%	0.190%	
17		5%	1.414%	1.205%	1.223%	-0.018%	-1.467%	0.209%	0.191%		
18		10%	1.451%	1.237%	1.249%	-0.012%	-0.970%	0.214%	0.202%		
19		15%	1.345%	1.147%	1.150%	-0.003%	-0.301%	0.198%	0.194%		
20		20%	1.353%	1.147%	1.166%	-0.019%	-1.634%	0.206%	0.186%		
21	20%	0%	1.286%	1.081%	1.085%	-0.004%	-0.330%	0.205%	0.202%	0.202%	
22		5%	1.459%	1.249%	1.264%	-0.016%	-1.227%	0.210%	0.195%		
23		10%	1.469%	1.259%	1.290%	-0.031%	-2.416%	0.211%	0.179%		
24		15%	1.485%	1.275%	1.278%	-0.003%	-0.214%	0.209%	0.207%		
25		20%	1.518%	1.285%	1.288%	-0.004%	-0.299%	0.234%	0.230%		



Rys. 6.6 Zmiana wskaźnika jakości napięcia w wyniku optymalizacji pracy sieci; wariant z generacją 2,5 MW, obciążenie maksymalne

6.4.3 Wariant: generacja w pięciu losowo rozmieszczonych w sieci o łącznej mocy 4,5 MW

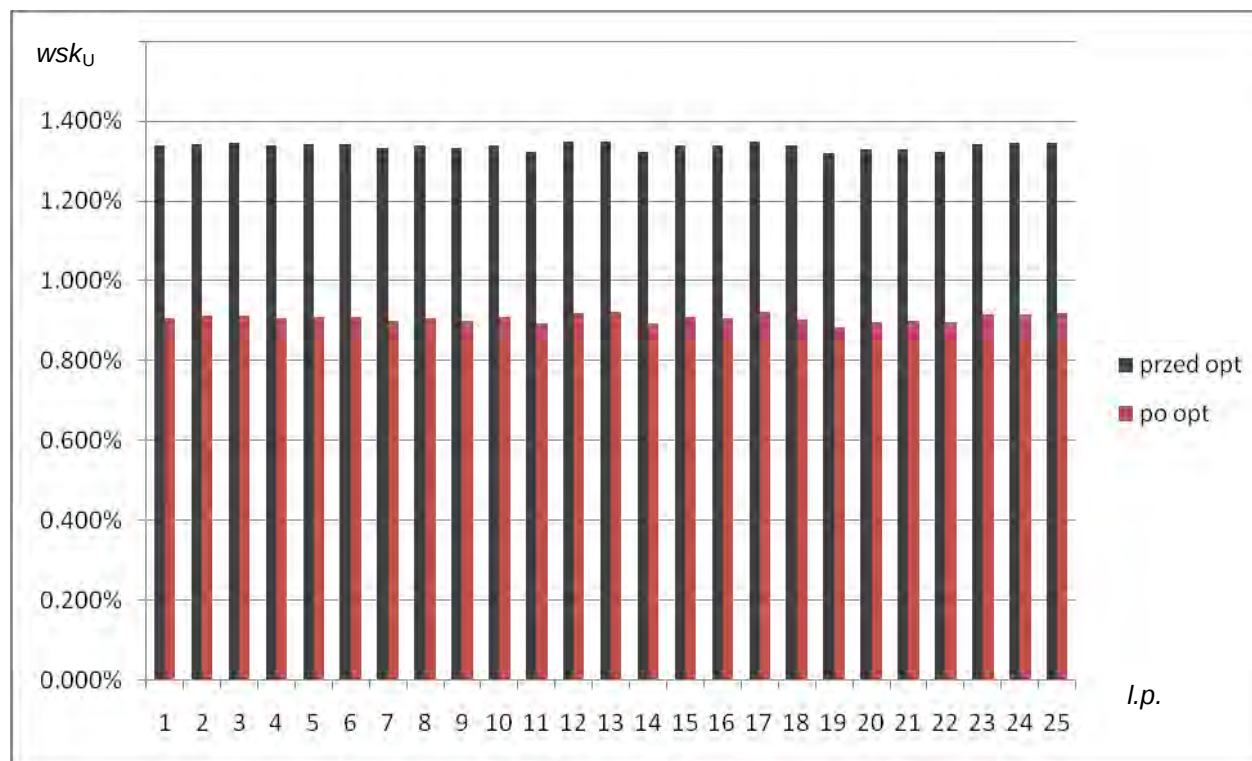
6.4.3.1 Obciążenie minimalne

Tablica 6.7 Wyniki badań optymalizacyjnych dla wariantu sieci z generacją w 5 źródłach przy minimalnym obciążeniu w węzłach odbiorczych

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
1	0%	0%	1.339%	0.938%	0.907%	0.031%	3.367%	0.401%	0.431%	0.431%	0.431%
2		5%	1.343%	0.943%	0.912%	0.031%	3.391%	0.400%	0.431%		
3		10%	1.345%	0.942%	0.914%	0.029%	3.157%	0.403%	0.432%		
4		15%	1.338%	0.943%	0.908%	0.035%	3.862%	0.395%	0.431%		
5		20%	1.341%	0.942%	0.910%	0.032%	3.465%	0.400%	0.431%		
6	5%	0%	1.342%	0.940%	0.909%	0.031%	3.365%	0.402%	0.433%	0.432%	
7		5%	1.332%	0.930%	0.899%	0.031%	3.449%	0.402%	0.433%		
8		10%	1.338%	0.935%	0.907%	0.028%	3.143%	0.403%	0.432%		
9		15%	1.333%	0.929%	0.901%	0.028%	3.118%	0.404%	0.432%		
10		20%	1.339%	0.935%	0.909%	0.026%	2.888%	0.404%	0.430%		
11	10%	0%	1.322%	0.924%	0.895%	0.029%	3.248%	0.398%	0.427%	0.429%	
12		5%	1.349%	0.952%	0.919%	0.033%	3.551%	0.397%	0.430%		
13		10%	1.350%	0.953%	0.922%	0.031%	3.354%	0.397%	0.428%		
14		15%	1.321%	0.927%	0.892%	0.035%	3.924%	0.394%	0.429%		
15		20%	1.340%	0.942%	0.908%	0.034%	3.780%	0.398%	0.432%		

Tablica 6.7 c.d.

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
16	15%	0%	1.340%	0.939%	0.907%	0.032%	3.519%	0.402%	0.433%	0.433%	
17		5%	1.349%	0.951%	0.923%	0.027%	2.969%	0.398%	0.425%		
18		10%	1.338%	0.926%	0.901%	0.025%	2.748%	0.411%	0.436%		
19		15%	1.320%	0.919%	0.884%	0.035%	3.930%	0.401%	0.436%		
20		20%	1.330%	0.927%	0.895%	0.031%	3.502%	0.403%	0.435%		
21	20%	0%	1.331%	0.929%	0.899%	0.031%	3.402%	0.401%	0.432%	0.429%	
22		5%	1.323%	0.931%	0.897%	0.034%	3.807%	0.392%	0.426%		
23		10%	1.341%	0.947%	0.914%	0.032%	3.530%	0.395%	0.427%		
24		15%	1.345%	0.947%	0.915%	0.032%	3.506%	0.398%	0.430%		
25		20%	1.346%	0.949%	0.917%	0.032%	3.486%	0.397%	0.429%		



Rys. 6.7 Zmiana wskaźnika jakości napięcia w wyniku optymalizacji pracy sieci; wariant z generacją 4,5 MW, obciążenie minimalne

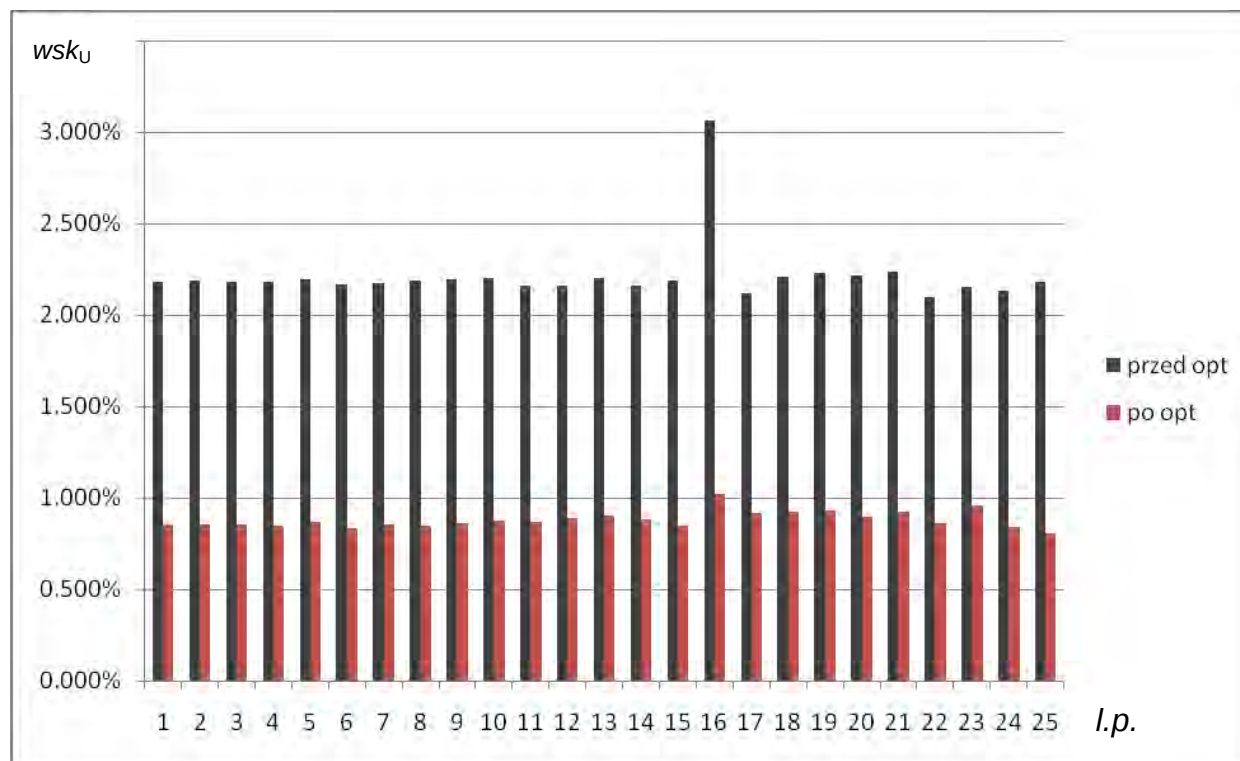
6.4.3.2 Obciążenie średnie

Tablica 6.8 Wyniki badań optymalizacyjnych dla wariantu sieci z generacją w 5 źródłach przy średnim obciążeniu w węzłach odbiorczych

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
1	0%	0%	2.182%	0.856%	0.854%	0.002%	0.242%	1.326%	1.328%	1.329%	1.333%
2		5%	2.187%	0.850%	0.854%	-0.004%	-0.470%	1.338%	1.334%		
3		10%	2.182%	0.846%	0.852%	-0.006%	-0.656%	1.336%	1.331%		
4		15%	2.180%	0.853%	0.850%	0.004%	0.413%	1.326%	1.330%		
5		20%	2.193%	0.863%	0.871%	-0.007%	-0.853%	1.330%	1.322%		
6	5%	0%	2.167%	0.828%	0.835%	-0.007%	-0.848%	1.339%	1.332%	1.329%	
7		5%	2.172%	0.854%	0.856%	-0.002%	-0.222%	1.319%	1.317%		
8		10%	2.187%	0.851%	0.849%	0.002%	0.214%	1.336%	1.338%		
9		15%	2.193%	0.854%	0.859%	-0.005%	-0.633%	1.339%	1.333%		
10		20%	2.204%	0.872%	0.879%	-0.007%	-0.769%	1.332%	1.325%		
11	10%	0%	2.161%	0.865%	0.868%	-0.002%	-0.250%	1.295%	1.293%	1.294%	
12		5%	2.161%	0.891%	0.889%	0.001%	0.140%	1.270%	1.271%		
13		10%	2.200%	0.895%	0.906%	-0.010%	-1.156%	1.304%	1.294%		
14		15%	2.159%	0.876%	0.886%	-0.010%	-1.102%	1.283%	1.274%		
15		20%	2.187%	0.845%	0.849%	-0.003%	-0.408%	1.342%	1.338%		

Tablica 6.8 c.d.

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
16	15%	0%	3.066%	1.033%	1.024%	0.009%	0.897%	2.033%	2.042%	1.432%	
17		5%	2.120%	0.910%	0.919%	-0.008%	-0.908%	1.209%	1.201%		
18		10%	2.212%	0.915%	0.921%	-0.006%	-0.659%	1.297%	1.291%		
19		15%	2.232%	0.928%	0.930%	-0.001%	-0.135%	1.304%	1.303%		
20		20%	2.218%	0.893%	0.896%	-0.003%	-0.346%	1.325%	1.322%		
21	20%	0%	2.234%	0.922%	0.924%	-0.002%	-0.209%	1.312%	1.310%	1.282%	
22		5%	2.096%	0.852%	0.860%	-0.008%	-0.944%	1.244%	1.236%		
23		10%	2.156%	0.950%	0.960%	-0.010%	-0.998%	1.205%	1.196%		
24		15%	2.135%	0.828%	0.841%	-0.013%	-1.526%	1.307%	1.294%		
25		20%	2.183%	0.798%	0.808%	-0.010%	-1.216%	1.385%	1.375%		



Rys. 6.8 Zmiana wskaźnika jakości napięcia w wyniku optymalizacji pracy sieci; wariant z generacją 4,5 MW, obciążenie średnie

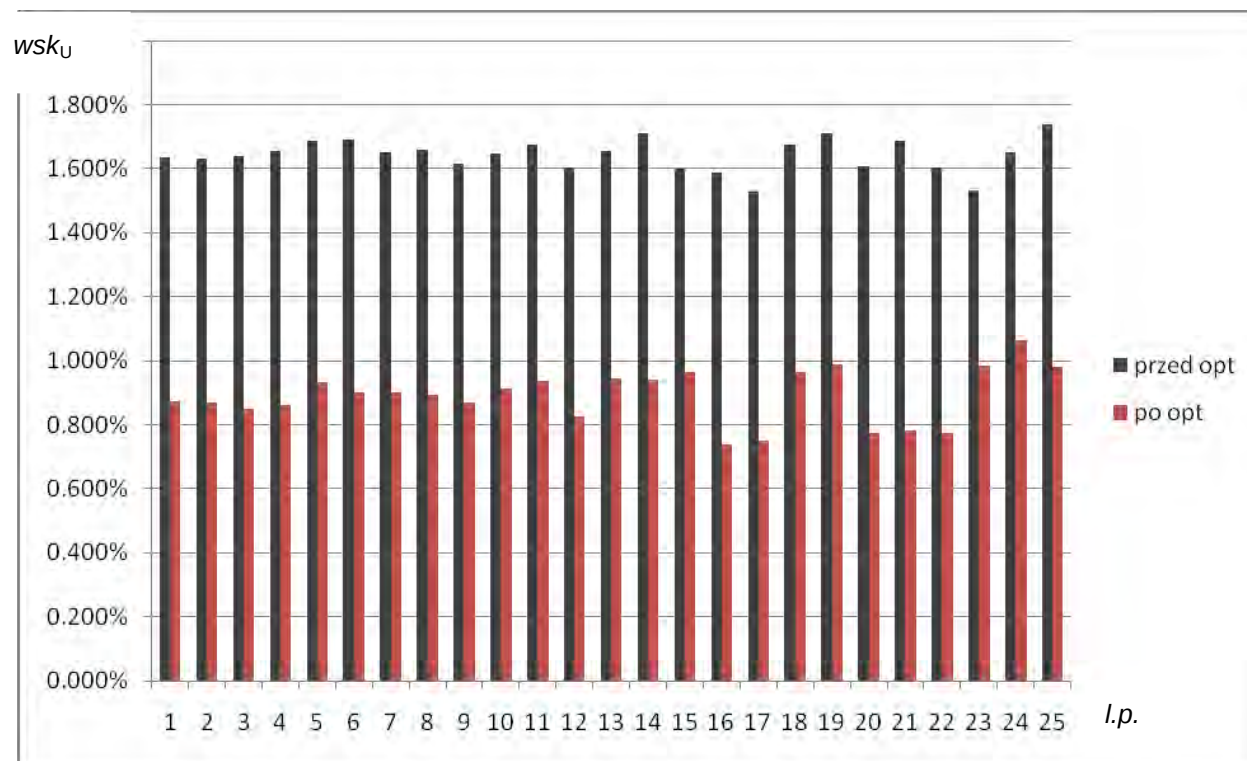
6.4.3.3 Obciążenie maksymalne

Tablica 6.9 Wyniki badań optymalizacyjnych dla wariantu sieci z generacją w 5 źródłach przy maksymalnym obciążeniu w węzłach odbiorczych

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
1	0%	0%	1.637%	0.861%	0.872%	-0.012%	-1.352%	0.777%	0.765%	0.772%	0.752%
2		5%	1.633%	0.854%	0.870%	-0.017%	-1.926%	0.779%	0.763%		
3		10%	1.640%	0.839%	0.851%	-0.012%	-1.454%	0.801%	0.789%		
4		15%	1.655%	0.851%	0.863%	-0.012%	-1.404%	0.805%	0.793%		
5		20%	1.687%	0.907%	0.934%	-0.027%	-2.875%	0.780%	0.753%		
6	5%	0%	1.689%	0.895%	0.901%	-0.007%	-0.729%	0.794%	0.788%	0.757%	
7		5%	1.653%	0.886%	0.902%	-0.016%	-1.738%	0.767%	0.751%		
8		10%	1.661%	0.887%	0.895%	-0.009%	-0.957%	0.774%	0.766%		
9		15%	1.615%	0.859%	0.869%	-0.010%	-1.197%	0.756%	0.746%		
10		20%	1.647%	0.891%	0.911%	-0.021%	-2.251%	0.756%	0.735%		
11	10%	0%	1.673%	0.918%	0.937%	-0.019%	-2.041%	0.755%	0.736%	0.727%	
12		5%	1.602%	0.806%	0.825%	-0.019%	-2.284%	0.796%	0.778%		
13		10%	1.657%	0.929%	0.944%	-0.015%	-1.630%	0.728%	0.713%		
14		15%	1.710%	0.919%	0.940%	-0.021%	-2.228%	0.791%	0.770%		
15		20%	1.602%	0.951%	0.964%	-0.013%	-1.333%	0.650%	0.637%		

Tablica 6.9 c.d.

L.p.	Losowanie obciążeń - rozrzut		Wskaźnik jakości napięcia			Błąd oszacowania wskaźnika za pomocą modelu		Zmiana wskaźnika jakości napięcia po optymalizacji		Średnia zmiana wskaźnika jakości napięcia	
	Linie	Węzły	Dla sieci rzeczywistej bez optymalizacji	Dla modelu po optymalizacji	Dla sieci rzeczywistej, optymalizowanej zgodnie z wynikami dla modelu	bezwzględny.	względny	dla modelu	dla sieci rzeczywistej	częstkowa	dla badanego wariantu
16	15%	0%	1.588%	0.728%	0.738%	-0.010%	-1.344%	0.859%	0.849%	0.780%	
17		5%	1.529%	0.735%	0.749%	-0.015%	-1.957%	0.795%	0.780%		
18		10%	1.676%	0.952%	0.965%	-0.013%	-1.310%	0.724%	0.711%		
19		15%	1.712%	0.975%	0.990%	-0.015%	-1.512%	0.737%	0.722%		
20		20%	1.608%	0.757%	0.773%	-0.016%	-2.088%	0.851%	0.835%		
21	20%	0%	1.688%	0.781%	0.783%	-0.002%	-0.250%	0.907%	0.905%	0.726%	
22		5%	1.603%	0.765%	0.773%	-0.008%	-1.068%	0.838%	0.830%		
23		10%	1.533%	0.962%	0.985%	-0.023%	-2.364%	0.571%	0.548%		
24		15%	1.652%	1.032%	1.064%	-0.032%	-2.975%	0.620%	0.588%		
25		20%	1.738%	0.969%	0.979%	-0.010%	-1.046%	0.769%	0.759%		



Rys. 6.9 Zmiana wskaźnika jakości napięcia w wyniku optymalizacji pracy sieci; wariant z generacją 4,5 MW, obciążenie maksymalne

6.5 Wnioski z przeprowadzonych badań

Generalnie biorąc, w każdym z rozważanych przypadków wprowadzenie regulacji napięcia optymalnej w sensie spełnienia warunku (5.26) poprawia wartość wskaźnika jakości napięcia w węzłach sieci (ws_{k_U}). Jest to ważne spostrzeżenie, gdyż tworzenie liniowego modelu sieci, dla którego prowadzony był proces optymalizacji oparto na szeregu założeń upraszczających, które w rezultacie mogły doprowadzić do znacznego ograniczenia skuteczności proponowanej metody.

Pierwsza seria badań (pkt. 6.4) dotyczyła sieci, w której nie pracowały źródła generacji rozproszonej. Wyniki badań można traktować jako kontrolę poprawności działania proponowanego rozwiązania w odniesieniu do obecnie stosowanych metod regulacji napięcia w sieciach SN. Na podstawie opracowanych wyników można stwierdzić, że:

- proponowane rozwiązanie polegające na klasycznej optymalizacji uproszczonego, liniowego modelu sieci SN daje wyniki zbliżone z wynikami metod obecnie wykorzystywanych w energetyce (tab. 6.1 - 6.3, rys. 6.1 - 6.6,); metoda dawała stabilne i powtarzalne wyniki dla różnych obciążeń sieci;
- dla minimalnego stanu obciążenia sieci optymalizacja przy pomocy modelu liniowego pozwala na polepszenie wskaźnika jakości napięcia średnio o ponad 0,5%, co stanowi około 60% zmianę (tab. 6.1, rys. 6.1) względem metody tradycyjnej - można przypuszczać, że jest to skutek przyjęcia w zastosowanej tradycyjnej metodzie tylko dwóch okresów optymalizacji obejmujących obciążenia średnie i minimalne oraz duże ze względu na rozmiar optymalizacji zadań wg kryteriów opisanych w rozdz. 3.1.3 lub z dążenia do zapewnienia pożądanego wartości napięć w węzłach odbiorczych przy uwzględnieniu ograniczeń działań przełączników zaczepów transformatorów; tradycyjna metoda dała wyniki bliskie optymalnym dla średnich i dużych obciążeń lecz dla niskich już nie; jeśli ograniczenie działań przełącznika zaczepów transformatora miałooby wysoki priorytet to w nowej metodzie można to uzyskać przez wprowadzenie pewnej strefy nieczułości na wskaźnik jakości napięcia (ws_{k_U}), w której nie będzie zmieniana wartość napięcia zadanego U_Z w regulatorze;
- w dwóch przypadkach można zaobserwować niewielkie pogorszenie wskaźnika jakości napięcia ws_{k_U} (tab. 6.2, l.p. 19, 21) jednak różnica ta nie wynikała z prowadzenia regulacji przy pomocy proponowanej metody lecz z dokładności obliczeń rozptyłów mocy;
- błąd względny metody dla sieci bez generacji rozproszonej, wyliczany jako różnica pomiędzy wskaźnikiem jakości wyznaczonym przy pomocy liniowego modelu sieci a wskaźnikiem wyliczonym z wyników obliczeń rozptyłowych dla sieci „rzeczywistej” nie przekroczył 3,5 %, wartość ta wydaje się być satysfakcjonująca zważywszy na przyjęte założenia upraszczające oraz na stosowane często uproszczenia w czasie prowadzenia obliczeń w sieciach rozdzielczych SN.

Druga seria badań (6.4.2) dotyczyła sieci o takich samych obciążeniach jak pierwsza lecz z wprowadzoną generacją rozproszoną. Modele sieci zostały uzupełnione o 3 losowo

rozmieszczone, źródła rozproszone, (2 o mocy 1 MW i jedno o mocy 0,5 MW). Zgodnie z obecnie obowiązującymi zasadami pracy takich sieci w wariantach „przed optymalizacją” pozostawiono wartości zadane napięć na szynach GPZ jak dla sieci bez źródeł oraz przyjmowano wartości mocy biernych generowanych w źródłach rozproszonych jako równe zero. Badania prowadzono pod kątem aktywnego udziału generacji rozproszonej w regulacji napięcia, więc w procesie optymalizacji uzyskiwane były oprócz optymalnych napięć na szynach GPZ-tu także wartości mocy biernych źródeł (w zakresie dopuszczalnych limitów). Gdyby spółka dystrybucyjna z jakichś względów sprzeciwiła się takim działaniom możliwa jest optymalizacja tylko napięcia zasilającego z uwzględnieniem oddziaływania źródeł. Na podstawie opracowanych wyników można stwierdzić, że:

- wartości wskaźników jakości napięcia dla sieci z generacją rozproszoną, ulegają pogorszeniu w stosunku do sieci bez tej generacji (porównanie tab. 6.1 z 6.4, tab. 6.2 z 6.5 i tab. 6.3 z 6.6), co jest wynikiem „podbicia” napięcia przez źródła rozproszone o dużej mocy w pobliżu miejsca ich przyłączenia ponad wartość oczekiwaną; tym samym działania mające na celu przynajmniej poprawę warunków napięciowych sieci są konieczne;
- wprowadzenie regulacji bazującej na optymalizacji proponowanego modelu sieci łagodzi niekorzystne oddziaływanie źródeł rozproszonych w stanach niewielkich obciążeń, w wyniku wymuszonego przez układ regulacji obniżenia wartości napięcia U_Z i pobór mocy biernej indukcyjnej przez źródła;
- błąd względny metody przy wyznaczaniu wskaźnika jakości napięcia dla sieci z generacją rozproszoną, ponownie nie przekroczył 3,5 %, co jest wartością akceptowalną.

Trzecia seria badań (6.4.3) dotyczyła stanu pracy tej samej sieci z dużym, aczkolwiek realnym poziomem generacji mocy w źródłach rozproszonych. Zakładano mianowicie generację na poziomie 4,5 MW w 5 źródłach energii (4 źródła po 1 MW i 1 źródło o mocy 0,5 MW). Założenie odnośnie pracy sieci przed optymalizacją w zakresie generacji mocy biernej i regulacji napięcia na szynach stacji GPZ były takie same jak w drugiej serii badań. Na podstawie opracowanych wyników można stwierdzić, że:

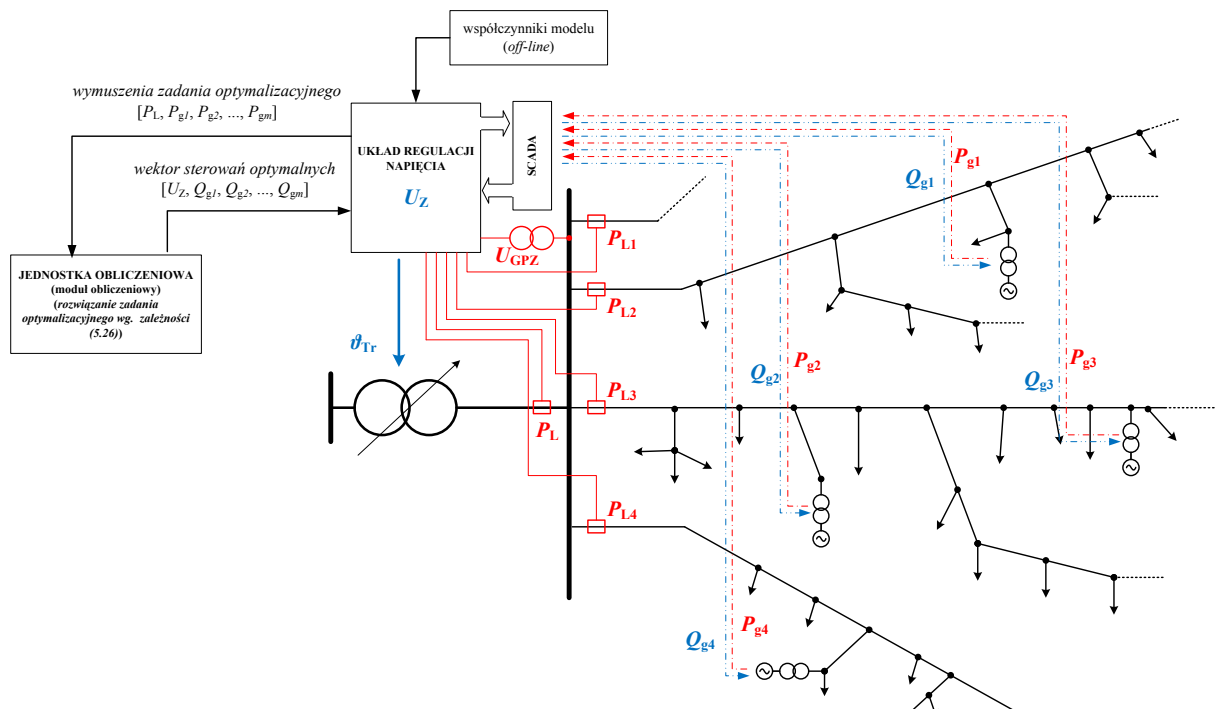
- porównując wartości wskaźników dla sieci z generacją rozproszoną i sieci bez tej generacji zauważamy, że warunki napięciowe ulegają dalszemu pogorszeniu w wyniku podbicia napięcia (tab. 6.7, 6.8 i 6.9, rys. 6.13, 6.15 i 6.17);
- włączenie regulacji bazującej na proponowanym modelu sieci znacznie łagodzi niekorzystne oddziaływanie źródeł rozproszonych dzięki obniżeniu wartości napięcia U_Z i poborowi mocy biernej indukcyjnej przez te źródła;
- błąd względny metody przy wyznaczaniu wskaźnika jakości napięcia dla sieci z dużą wartością generacji rozproszonej, nie przekroczył 4 %, co ponownie można uznać za wartość zadowalającą.

Podsumowując łącznie wszystkie serie badań można stwierdzić, że zaproponowana metoda regulacji napięcia w sieci rozdzielczej oparta na jej liniowym modelu pozwala na szacowanie wartości napięć w węzłach sieci oraz ich optymalizację, zarówno w sieci pasywnej jak i z udziałem generacji rozproszonej. Model daje poprawne wyniki przy bardzo ograniczonych informacjach o stanie sieci, stosunkowo łatwych do uzyskania przy pomocy obecnie wykorzystywanych układów pomiarowych i transmisji danych. Prostota modelu pozwala na szybką optymalizację warunków pracy sieci rozdzielczej i dzięki temu na jego zastosowanie w aplikacjach działających w czasie rzeczywistym. Można rozpatrywać ich implementację w mikroprocesorowych układach regulatorów napięcia sieci.

7 Uproszczenie i dekompozycja układu regulatora napięcia

7.1 Uwagi ogólne

Pokazana na rys. 5.1 i analizowana w poprzednich rozdziałach rozprawy propozycja układu regulacji napięcia w sieci z generacją rozproszoną, zrealizowana zgodnie z dotychczas przedstawioną koncepcją, miałaby w rezultacie postać zbliżoną do widocznej na rys. 7.1. Autor zdaje sobie sprawę, że algorytm rozwiązania zadania optymalizacyjnego (5.26), jest łatwy do zrealizowania w trybie *off-line* dla jednostki obliczeniowej wyposażonej w odpowiednie oprogramowanie (tu moduł Solver pakietu Microsoft Excel), ale zaimplementowanie go dla układu typu sterownik mikroprocesorowy może napotykać na trudności, chociażby z powodu odczuwalnego wzrostu kosztu regulatora. Aczkolwiek wyposażenie sterownika w moduł obliczeniowy realizujący procedurę optymalizacji Newtona (po uprzednim wprowadzeniu do niego parametrów modelu liniowego sieci) nie jest zadaniem niemożliwym do wykonania, to jednak rozwiązanie takie może zostać uznane przez energetykę za zbyt „akademickie”.



Rys. 7.1 Sposób działania układu regulacji napięcia sieci SN z układem optymalizacji

Nie rezygnując generalnie z koncepcji optymalnej regulacji napięcia w sieci rozdzielczej, możliwe jest „przesunięcie” optymalizacyjnych procedur obliczeniowych do sfery *off-line*, pozostawiając do zrealizowania w regulatorze, w trybie *on-line* prostych zależności funkcyjnych wynikających z wyników optymalizacji. Koncepcję tak działającego regulatora napięcia przedstawiono poniżej.

7.2 Dekompozycja procesu optymalizacji

Na podstawie wielokrotnie powtarzanych analiz obliczeniowych różnych układów sieciowych stwierdzono, że optymalizacja wskaźnika jakości napięcia (warunek (5.26)) może zostać zdekomponowana na dwa zadania:

- suboptymalny dobór mocy biernych poszczególnych źródeł dokonywany w obrębie pojedynczej magistrali (w równaniu (5.20) zamiast napięcia U_Z podstawia się napięcie oczekiwane U_o) i przeprowadza się minimalizację wskaźnika wsk_U dla tej magistrali, otrzymując wektor sterowań,

$$\mathbf{w}_L^T = [Q_{g1} \ Q_{g2} \dots Q_{gi} \dots Q_{gLm}] \quad (7.1)$$

- działanie powyższe powtarza się dla wszystkich magistral;
- suboptymalny dobór napięcia U_Z określany dla całej sieci, przy czym napięcie to traktowane jest jako jedyne sterowanie – moce bierne źródeł wyznaczone w zadaniu pierwszym stały się wymuszeniami.

Przedstawiona dekompozycja w dalszym ciągu wymaga korzystania z algorytmu rozwiązywania zadania optymalizacyjnego metodą Newtona, czego autor chciał uniknąć w odniesieniu do układu regulatora. Aby osiągnąć ten cel, rozważano możliwość wykorzystania regresji liniowej i sformułowania zależności pomiędzy sterowaniami optymalnymi a wymuszeniami w postaci łatwych do implementacji sprzętowej formuł.

Dla **zadania pierwszego** poszukiwano prostej zależności na moce bierne źródeł przyłączonych do każdej z magistral rozpatrywanej sieci. Okazało się, że zależności

$$\begin{aligned} Q_{g1} &= \alpha_1 \cdot P_{Obc} + \beta_{11} \cdot P_{g1} + \beta_{12} \cdot P_{g2} + \dots + \beta_{1m} \cdot P_{gm} \\ Q_{g2} &= \alpha_2 \cdot P_{Obc} + \beta_{21} \cdot P_{g1} + \beta_{22} \cdot P_{g2} + \dots + \beta_{2m} \cdot P_{gm} \\ &\vdots \\ Q_{gm} &= \alpha_m \cdot P_{Obc} + \beta_{m1} \cdot P_{g1} + \beta_{m2} \cdot P_{g2} + \dots + \beta_{mm} \cdot P_{gm} \end{aligned} \quad (7.2)$$

gdzie:

α_i – współczynnik równania wiążący moc bierną źródła i – tego z obciążeniem sieci,

P_{Obc} – obciążenie sieci,

β_{ij} – współczynnik równania wiążący moc bierną źródła i – tego z mocą czynną generowaną w źródle j – tym,

P_{gi} – moc czynna generowana w źródle i – tym,

wyznaczone za pomocą regresji liniowej pozwalają na bardzo dobre przybliżenie wartości elementów wektora (7.1) uzyskiwanych z procedury optymalizacyjnej Newtona. Pewne zdziwienie może budzić fakt, że w zależnościach na moce bierne poszczególnych źródeł nie występują moce bierne pozostałych źródeł przyłączonych do rozpatrywanej magistrali. Ich obecność jest jednak uwzględniona i „ukryta” w wartościach współczynników β_{ij} .

Dla **zadania drugiego** poszukiwano prostej zależności na napięcie zasilające U_Z . Okazało się, że zależność liniowa wyznaczona dla wszystkich źródeł przyłączonych do rozpatrywanej sieci (moce czynne są zmiennymi niezależnymi, a moce bierne zostały wyznaczone w (7.1)) o postaci

$$U_Z = \gamma \cdot P_{\text{Obc}} + \iota_1 \cdot P_{g1} + \iota_2 \cdot P_{g2} + \dots + \iota_m \cdot P_{gm} + \\ + \nu_1 \cdot Q_{g1} + \nu_2 \cdot Q_{g2} + \dots + \nu_m \cdot Q_{gm} + \varsigma \quad (7.3)$$

gdzie:

γ – współczynnik równania wiążący napięcie zasilania sieci z jej obciążeniem,

ι_i – współczynnik równania wiążący napięcie zasilania sieci z mocą czynną generowaną w i – tym źródle,

P_{gi} – moc czynna generowana w i – tym źródle,

ν_i – współczynnik równania wiążący napięcie zasilania sieci z mocą bierną generowaną w i – tym źródle,

Q_{gi} – moc bierna generowana w i – tym źródle,

δ – stały współczynnik równania,

pozwała na uzyskanie bardzo dobrego przybliżenia wartości $U_{Z\text{opt}}$ otrzymywanej uprzednio jako rozwiązanie jednoetapowego zadania optymalizacyjnego.

Tym samym można przyjąć zgodnie z zamiarem autora, że przygotowanie nastawień regulatora następuje w trybie studialnym, natomiast ich implementacja sprzętowa w postaci warunków (7.2) i (7.3) pozwala na prowadzenie w szerokim zakresie regulacji w czasie rzeczywistym.

7.3 Wyniki testów dla suboptymalizacji „zdekomponowanej”

W ramach testów sprawdzono skuteczność regulacji napięcia prowadzonej w oparciu o suboptymalizację zdekomponowaną na dwa zadania. Wyniki porównano ze stosowanym uprzednio sposobem regulacji wykorzystującym klasyczne zadanie optymalizacyjne. Zakładano różne wartości obciążenia sieci i różne wartości generacji mocy czynnej w źródłach rozproszonych.

Uzyskano następujące zależności liniowe zapewniające bardzo dobrą aproksymację wyników uzyskanych za pomocą minimalizacji wskaźnika jakości napięcia metodą Newtona.

$$\begin{aligned}
 Q_{g1} &= 0,136 \cdot P_L - 1,917 \cdot P_{g1} - 2,023 \cdot P_{g2} - 2,667 \cdot P_{g3} + 0 \cdot P_{g4} + 0 \cdot P_{g5} + 0 \cdot P_{g6} \quad [\text{Mvar}] \\
 Q_{g2} &= 0,094 \cdot P_L - 1,032 \cdot P_{g1} - 1,774 \cdot P_{g2} - 1,836 \cdot P_{g3} + 0 \cdot P_{g4} + 0 \cdot P_{g5} + 0 \cdot P_{g6} \quad [\text{Mvar}] \\
 Q_{g3} &= 0,060 \cdot P_L - 0,619 \cdot P_{g1} - 0,842 \cdot P_{g2} - 1,589 \cdot P_{g3} + 0 \cdot P_{g4} + 0 \cdot P_{g5} + 0 \cdot P_{g6} \quad [\text{Mvar}] \\
 Q_{g4} &= 0,208 \cdot P_L + 0 \cdot P_{g1} + 0 \cdot P_{g2} + 0 \cdot P_{g3} - 2,218 \cdot P_{g4} + 0 \cdot P_{g5} + 0 \cdot P_{g6} \quad [\text{Mvar}] \\
 Q_{g5} &= 0,308 \cdot P_L + 0 \cdot P_{g1} + 0 \cdot P_{g2} + 0 \cdot P_{g3} + 0 \cdot P_{g4} - 1,857 \cdot P_{g5} + 0 \cdot P_{g6} \quad [\text{Mvar}] \\
 Q_{g6} &= 0,132 \cdot P_L + 0 \cdot P_{g1} + 0 \cdot P_{g2} + 0 \cdot P_{g3} + 0 \cdot P_{g4} + 0 \cdot P_{g5} - 1,041 \cdot P_{g6} \quad [\text{Mvar}] \\
 U_Z &= 0,044 \cdot P_L - 0,034 \cdot P_{g1} - 0,046 \cdot P_{g2} - 0,062 \cdot P_{g3} - 0,030 \cdot P_{g4} - 0,022 \cdot P_{g5} - \\
 &\quad - 0,046 \cdot P_{g6} - 0,018 \cdot Q_{g1} - 0,026 \cdot Q_{g2} - 0,038 \cdot Q_{g3} - 0,014 \cdot Q_{g4} - 0,012 \cdot Q_{g5} - \\
 &\quad - 0,045 \cdot Q_{g6} + 15,5 \quad [\text{kV}]
 \end{aligned} \tag{7.4}$$

Poniżej przedstawiono wybrane, najbardziej charakterystyczne wyniki testów porównujących skuteczność regulacji prowadzonej wg zależności (7.4) oraz pełnej optymalizacji, takiej jak opisano w rozdz. 5 i 6.

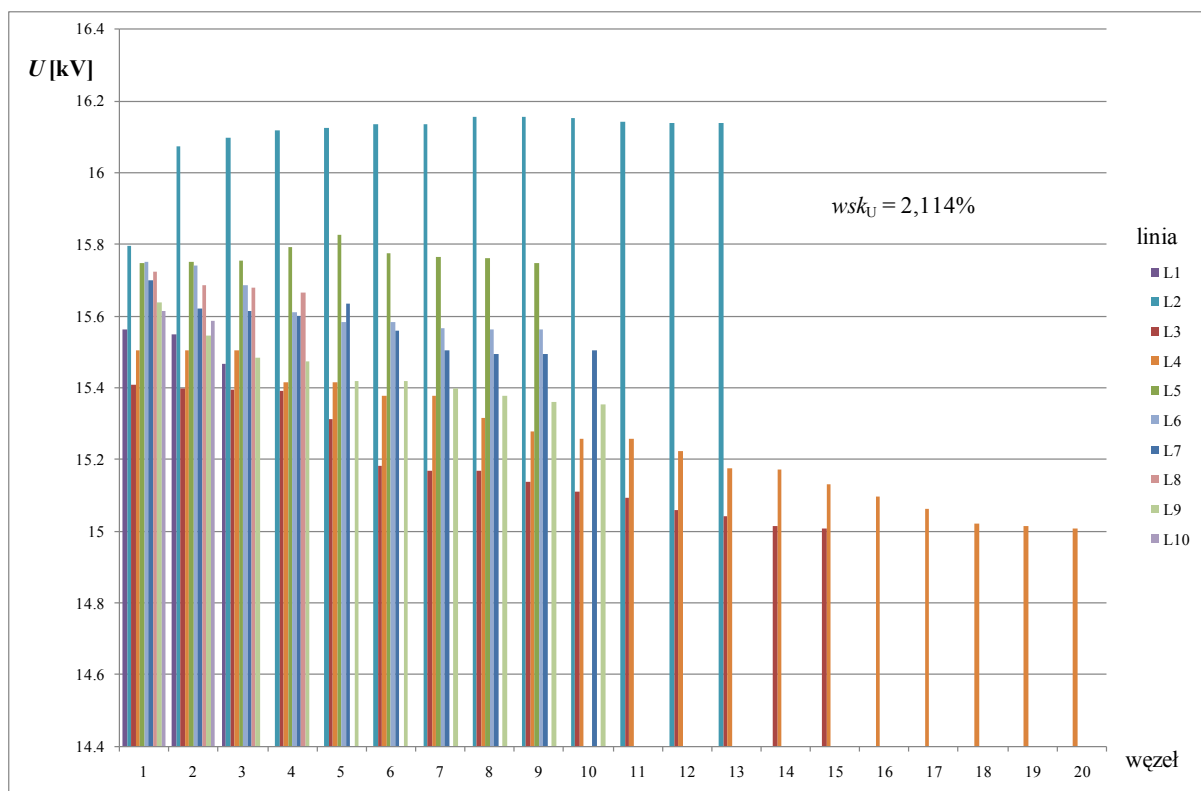
7.3.1 Wariant 1: duże obciążenie, duża generacja w źródłach rozproszonych

Tablica 7.1 Opis założeń wariantu 1, duże obciążenie sieci, duża generacja w źródłach rozproszonych

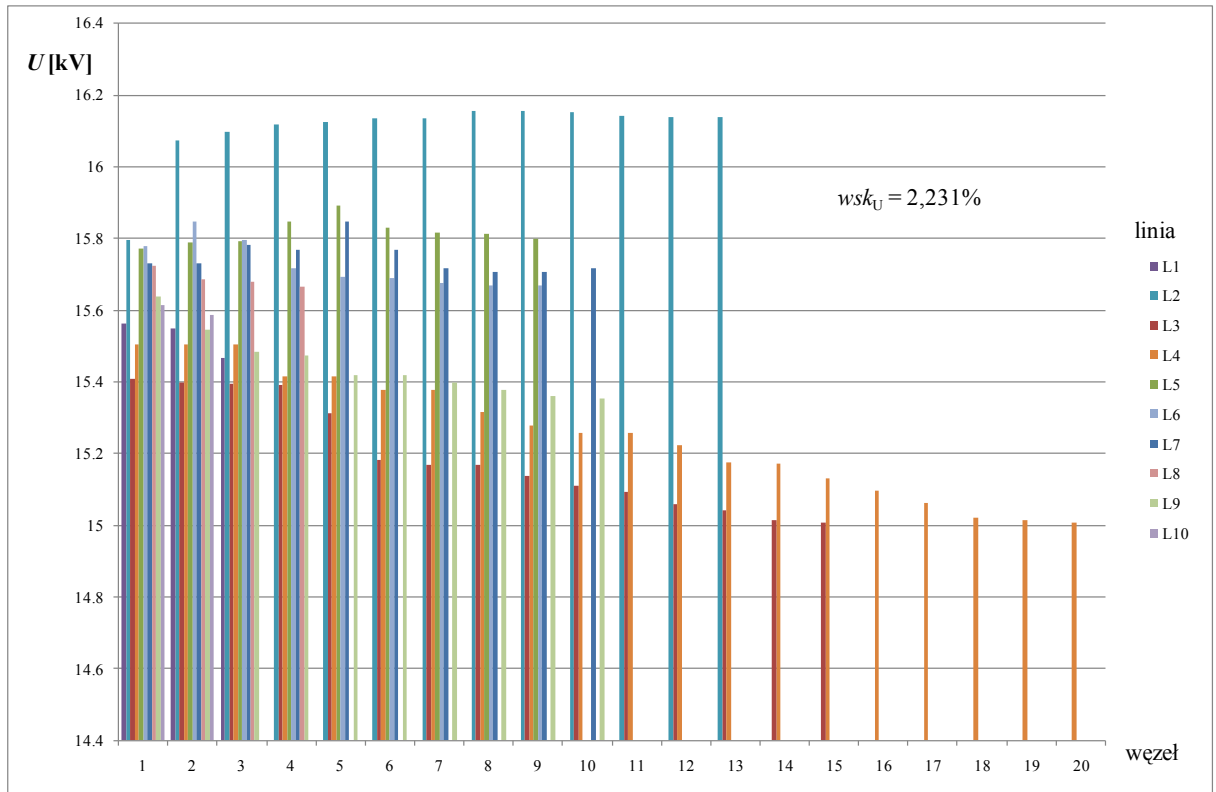
obciążenie	generacja					
P_L [MW]	P_{g1} [MW]	P_{g2} [MW]	P_{g3} [MW]	P_{g4} [MW]	P_{g5} [MW]	P_{g6} [MW]
8	1	0,5	0,5	1	1	1

Tablica 7.2 Porównanie efektów regulacji napięcia prowadzonej według optymalizacji klasycznej oraz według regresji liniowej dla wariantu 1, duże obciążenie, duża generacja w źródłach rozproszonych

regulacja napięcia	napięcie na szynach GPZ U_{GPZ} [kV]	wskaźnik jakości wsk_U [%]	maksymalna wartość napięcie U_{max} [kV]	minimalna wartość napięcia U_{min} [kV]	średnia wartość napięcia U_{sr} [kV]
optymalizacja	15,75	2,114	16,15	15,01	15,53
regresja liniowa	15,75	2,231	16,16	15,01	15,57



Rys. 7.2 Wartości napięć w węzłach sieci, regulacja napięcia prowadzona według optymalizacji klasycznej; wariant 1, duże obciążenie, duża generacja w źródłach rozproszonych



Rys. 7.3 Wartości napięć w węzłach sieci, regulacja napięcia prowadzona według regresji liniowej; wariant 1, duże obciążenie, duża generacja w źródłach rozproszonych

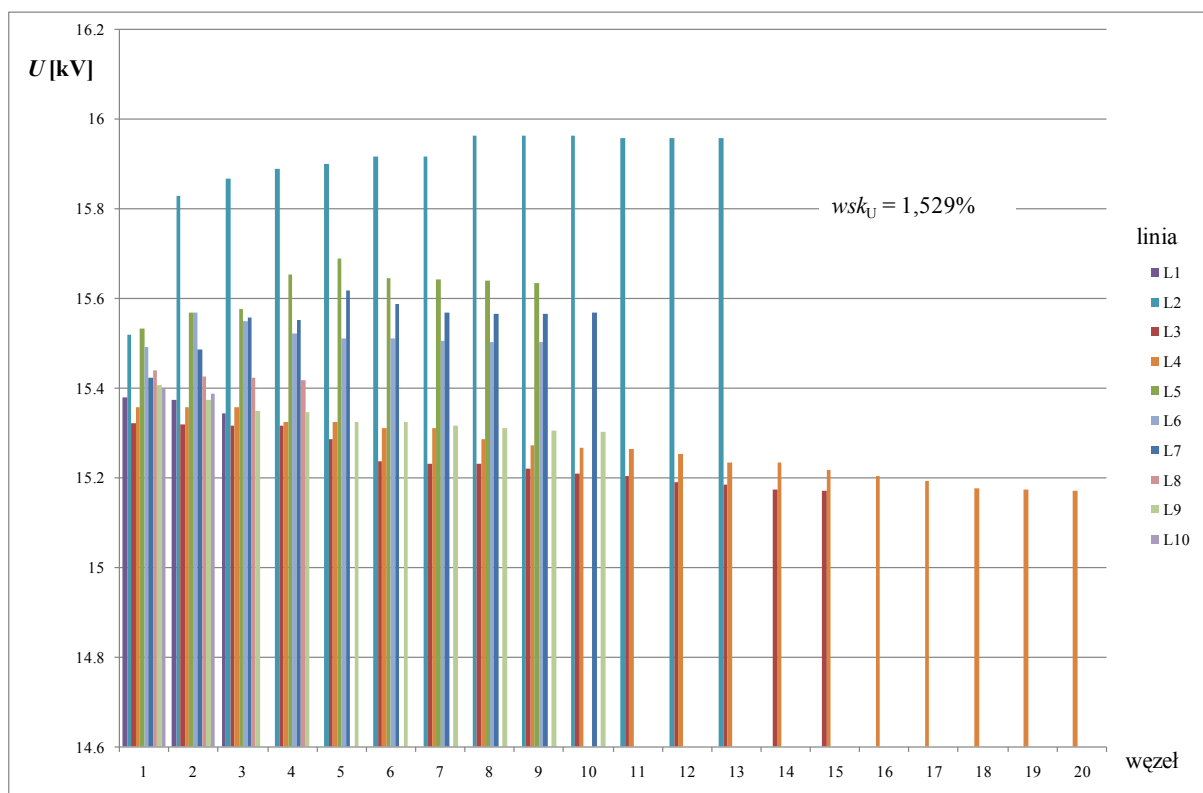
7.3.2 Wariant 2: małe obciążenie sieci, duża generacja w źródłach rozproszonych

Tablica 7.3 Opis założeń wariantu 2, małe obciążenie, duża generacja w źródłach rozproszonych

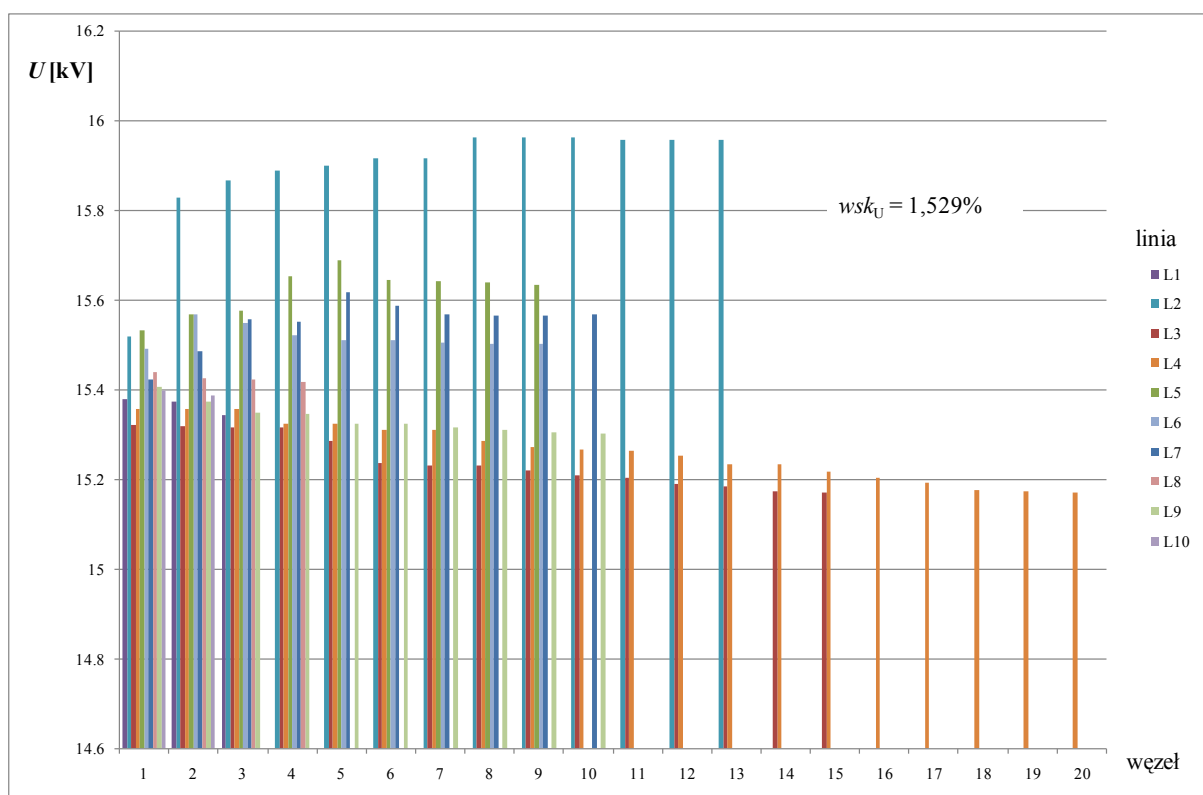
obciążenie	generacja					
P_L [MW]	P_{g1} [MW]	P_{g2} [MW]	P_{g3} [MW]	P_{g4} [MW]	P_{g5} [MW]	P_{g5} [MW]
3	1	0,5	0,5	1	1	1

Tablica 7.4 Porównanie efektów regulacji napięcia prowadzonej według optymalizacji klasycznej oraz według regresji liniowej dla wariantu 2, małe obciążenie, duża generacja w źródłach rozproszonych

regulacja napięcia	napięcie na szynach GPZ U_{GPZ} [kV]	wskaźnik jakości wsk_U [%]	maksymalna wartość napięcie U_{max} [kV]	minimalna wartość napięcia U_{min} [kV]	średnia wartość napięcia U_{sr} [kV]
optymalizacja	15,45	1,529	15,96	15,17	15,45
regresja liniowa	15,45	1,529	15,96	15,17	15,45



Rys. 7.4 Wartości napięć w węzłach sieci, regulacja napięcia prowadzona według optymalizacji klasycznej; wariant 2, małe obciążenie, duża generacja w źródłach rozproszonych



Rys. 7.5 Wartości napięć w węzłach sieci, regulacja napięcia prowadzona według regresji liniowej; wariant 2, małe obciążenie, duża generacja w źródłach rozproszonych

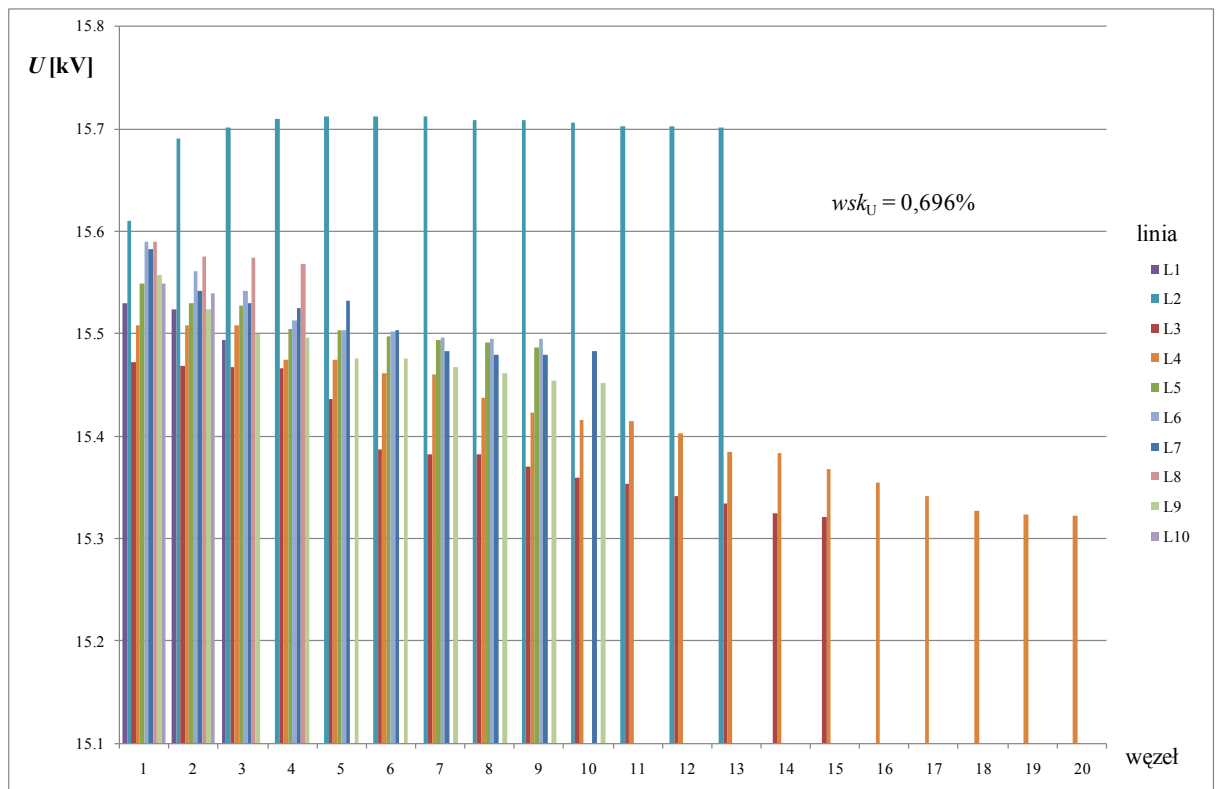
7.3.3 Wariant 3: małe obciążenie sieci, mała generacja w źródłach rozproszonych

Tablica 7.5 Opis założeń wariantu 3, małe obciążenie, mała generacja w źródłach rozproszonych

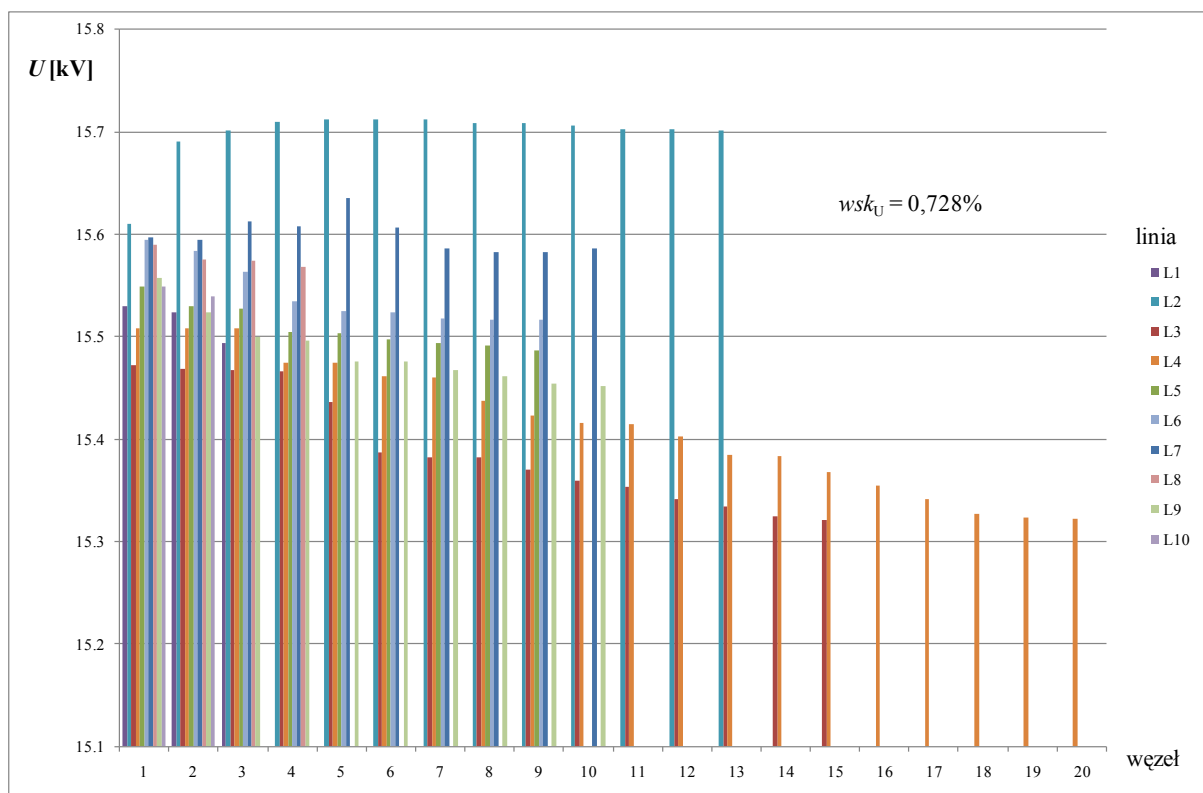
obciążenie	generacja					
P_L [MW]	P_{g1} [MW]	P_{g2} [MW]	P_{g3} [MW]	P_{g4} [MW]	P_{g5} [MW]	P_{g6} [MW]
3	0,2	0,3	0,1	0	0,2	0,3

Tablica 7.6 Porównanie efektów regulacji napięcia prowadzonej według optymalizacji klasycznej oraz według regresji liniowej dla wariantu 3, małe obciążenie, mała generacja w źródłach rozproszonych

regulacja napięcia	napięcie na szynach GPZ U_{GPZ} [kV]	wskaźnik jakości wsk_U [%]	maksymalna wartość napięcie U_{max} [kV]	minimalna wartość napięcia U_{min} [kV]	średnia wartość napięcia U_{sr} [kV]
optymalizacja	15,6	0,696	15,71	15,32	15,50
regresja liniowa	15,6	0,728	15,71	15,32	15,51



Rys. 7.6 Wartości napięć w węzłach sieci, regulacja napięcia prowadzona według optymalizacji klasycznej; wariant 3, małe obciążenie, mała generacja w źródłach rozproszonych



Rys. 7.7 Wartości napięć w węzłach sieci, regulacja napięcia prowadzona według regresji liniowej; wariant 3, małe obciążenie, mała generacja w źródłach rozproszonych

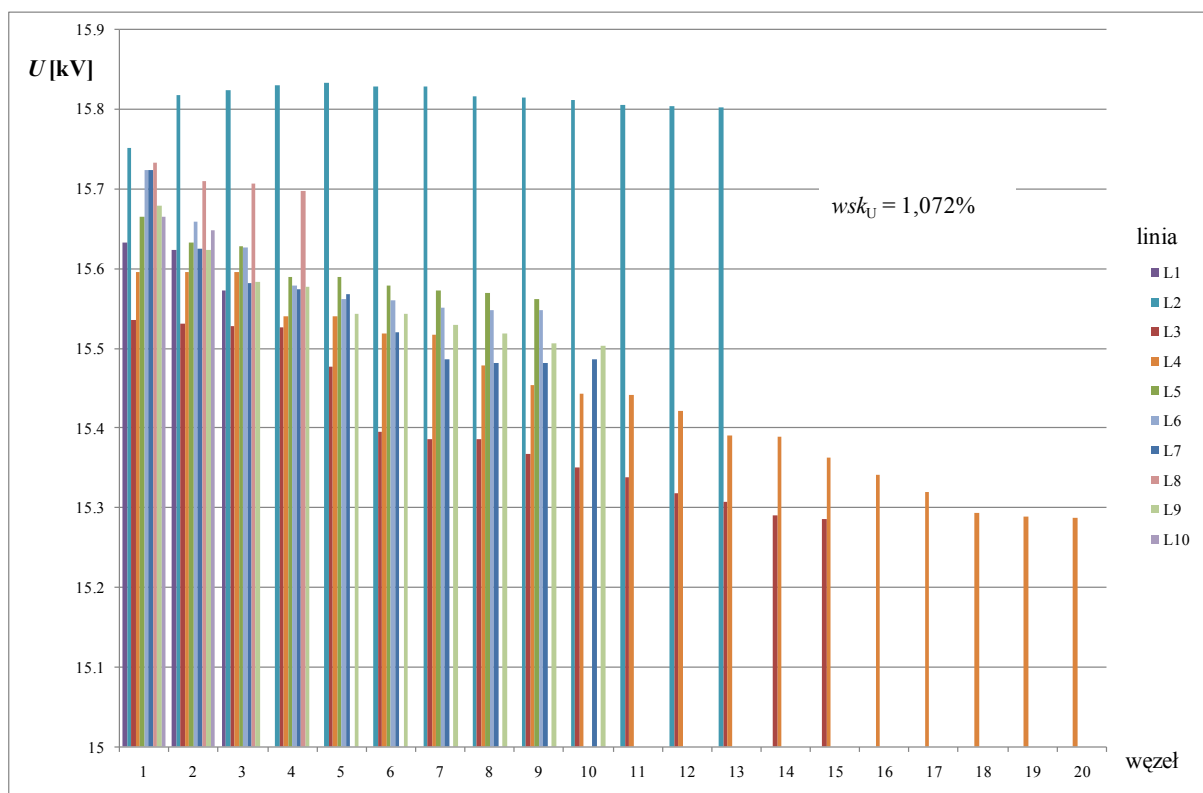
7.3.4 Wariant 4: średnie obciążenie sieci, mała generacja w źródłach rozproszonych

Tablica 7.7 Opis założeń wariantu 4: średnie obciążenie, mała generacja w źródłach rozproszonych

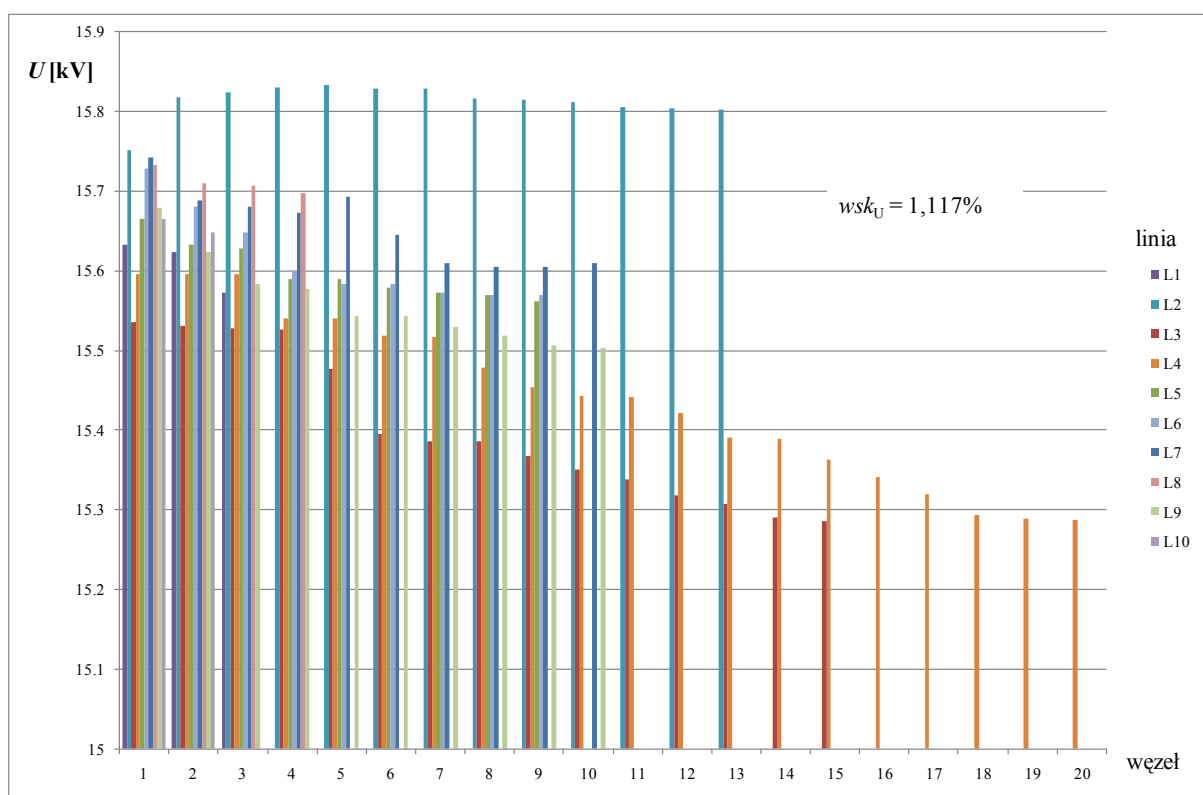
obciążenie	generacja					
P_L [MW]	P_{g1} [MW]	P_{g2} [MW]	P_{g3} [MW]	P_{g4} [MW]	P_{g5} [MW]	P_{g5} [MW]
5	0,2	0,3	0,1	0	0,2	0,3

Tablica 7.8 Porównanie efektów regulacji napięcia prowadzonej według optymalizacji klasycznej oraz według regresji liniowej dla wariantu 4: średnie obciążenie, mała generacja w źródłach rozproszonych

regulacja napięcia	napięcie na szynach GPZ U_{GPZ} [kV]	wskaźnik jakości wsk_U [%]	maksymalna wartość napięcie U_{max} [kV]	minimalna wartość napięcia U_{min} [kV]	średnia wartość napięcia U_{sr} [kV]
optymalizacja	15,75	1,072	15,83	15,29	15,56
regresja liniowa	15,75	1,117	15,83	15,29	15,57



Rys. 7.8 Wartości napięć w węzłach sieci, regulacja napięcia prowadzona według optymalizacji klasycznej; wariant 4: średnie obciążenie, mała generacja w źródłach rozproszonych



Rys. 7.9 Wartości napięć w węzłach sieci, regulacja napięcia prowadzona według regresji liniowej; wariant 4: średnie obciążenie, mała generacja w źródłach rozproszonych

7.4 Podsumowanie wyników badań dla uproszczonej metody regulacji napięcia sieci SN

Wielokrotne powtarzanie obliczeń optymalizacyjnych dla danego obszaru sieciowego z generacją rozproszoną, pozwala na określenie wartości sterowań (napięcia zadanego na szynach GPZ i mocy biernych źródeł) za pomocą prostych zależności typu (7.2) i (7.3) wyznaczonych metodą regresji liniowej. Zależności te mogą być z łatwością zaimplementowane w mikroprocesorowym regulatorze napięcia transformatora 110kV/SN. Symulacyjna analiza skuteczności takiego procesu regulacji wypadła bardzo korzystnie – uzyskane wskaźniki jakości napięcia i profil napięciowy całej sieci (rys. 7.2 – 7.9) praktycznie nie różnią się od uzyskanych metodą klasycznej optymalizacji, wymagającej znacznie bardziej skomplikowanego aparatu obliczeniowego. Autor rozprawy zdaje sobie sprawę z ograniczeń takiego podejścia i z ograniczonego charakteru jego weryfikacji, który obejmował tylko sieć testową. Podejście to przypomina nieco wykorzystanie sieci neuronowej, która tak jak badany układ, w warunkach nietypowych może wskazać rozwiązanie różniące się od optymalnego, nie będzie jednak ono zdecydowanie błędne. Intuicyjnie wyczuwane i potwierdzone obliczowo powiązanie wartości sterowań z wartościami wymuszeń za pomocą prostych zależności funkcyjnych pozwala na stwierdzenie, że nawet uproszczony algorytm zgodny z zaprezentowaną na rys. 7.1 ideą regulacji daje lepsze efekty niż konserwatywna quasi – regulacja nieuwzględniająca zmian właściwości sieci, które niesie ze sobą rozwój generacji rozproszonej.

8 Podsumowanie

8.1 Możliwości praktycznego zastosowania proponowanego układu regulacji napięcia w sieci rozdzielczej z generacją rozproszoną

Stosowane dotychczas metody regulacji napięcia w sieciach rozdzielczych przez wiele lat pozwalały na poprawną pracę układów regulacyjnych i zapewniały poprawną jakość napięcia. Obserwowany w ostatnich latach i przewidywany w przyszłości rozwój generacji rozproszonej zmienia jednak zdecydowanie warunki pracy tych sieci. Przyłączanie źródeł rozproszonych zmienia rozpył mocy i tym samym profil napięcia w węzłach odbiorczych. W przypadku, gdy przyłączana jednostka wytwórcza charakteryzuje się stabilną pracą można przy pomocy tradycyjnych metod przeprowadzić analizę obliczeniową i na jej podstawie skorygować program pracy regulatora napięcia transformatora 110 kV/SN oddziaływującego na podobciążeniowy przełącznik zaczepów. Problem jednak polega na tym, że często źródła rozproszone nie pracują z ustaloną mocą więc stosowanie „statycznych” metod optymalizacji napięć może być bardzo nieskuteczne. Oprócz rozpatrywania różnych stanów obciążenia sieci należałoby przygotować nastawy automatyki regulacyjnej dla wielu zróżnicowanych poziomów generacji mocy.

Najlepszych wyników działania układów regulacyjnych dla układów, których praca charakteryzuje się dużą zmiennością parametrów można się spodziewać po zastosowaniu metod działających w czasie rzeczywistym, w oparciu o aktualne dane o stanie sieci, rozpyłwie mocy oraz generacji w źródłach rozproszonych. Niestety istniejąca infrastruktura sieciowa i jej obsługa teleinformatyczna nie pozwalają na przekazywanie wszystkich, niezbędnych informacji do urządzeń automatyki regulacyjnej. Stosunkowo łatwo dostępne są jedynie wyniki pomiarów prowadzonych w stacji GPZ, czyli wynik pomiaru napięcia na szynach SN stacji oraz wyniki pomiarów mocy obciążeń linii. Oprócz tych informacji, zgodnie z wymaganiami [29] służby dyspozytorskie OSD mają jedynie dostęp do danych o stanie pracy źródła (stan łącznika, wartość mocy generowanej). Powyższe dane nie pozwalają na dokładne wyznaczenie rozpyłu prądów w sieci oraz wartości napięć w węzłach.

Tym samym w rozprawie podjęto próbę przygotowania modelu sieci pozwalającego rozwiązać ten problem. Udało się to osiągnąć stosunkowo prostymi środkami (rozdz. 5.2). Dzięki zaproponowanym modyfikacjom prosty model liniowy udało się zastosować do szacowania napięć w rozległej sieci testowej średniego napięcia (rozdz. 5.4).

Przeprowadzone badania (rozdz. 6) wykazały, że pomimo zastosowania wielu koniecznych uproszczeń, opracowana metoda pozwala z satysfakcjonującą dokładnością szacować wartości napięć w węzłach odbiorczych sieci rozdzielczej dla różnych stanów obciążeń i poziomu generacji. Model sieci został także z pozytywnym skutkiem zastosowany do optymalizacji wartości napięć w węzłach sieci i stał się podstawą do zaproponowania nowej architektury układów regulacji napięcia.

Powyższe wyniki zachęcają do prób implementacji nowej metody w układach regulacji napięcia w sieciach SN zarówno pasywnych, bez generacji mocy, jak i w bardziej wymagających w eksploatacji sieciach ze źródłami rozproszonymi.

W najprostszym podejściu możliwe jest przygotowanie oddzielnej aplikacji wchodzącej w skład pakietu programów wspomagających pracę dyspozytorów. Dzięki przygotowanemu modelowi sieci dyspozytorzy mieliby wówczas informacje o aktualnych szacunkowych wartościach napięć w węzłach sieci średniego napięcia oraz informacje o ewentualnych przekroczeniach. Przy zastosowaniu algorytmu optymalizacyjnego możliwe byłoby uzyskanie informacji o optymalnych nastawach regulatorów napięć transformatorów oraz wartościach mocy biernych źródeł. Ponadto, w szczególnych przypadkach pracy sieci, dzięki informacji o szacowanych wartościach napięć możliwe byłoby wprowadzanie czasowych ograniczeń w generacji mocy czynnej w celu likwidowania przekroczeń napięciowych w sieci. Pozornie restrykcyjne podejście wymuszające ograniczanie mocy generowanej byłoby korzystne dla potencjalnych inwestorów, gdyż obecnie moc znamionowa źródła musi być ograniczona stale (dopuszczalna moc generowana jest wyznaczana dla najgorszych przewidywanych warunków pracy układu), już na etapie przygotowywania inwestycji.

Innym, bardziej zaawansowanym zastosowaniem może być przygotowanie urządzenia działającego bez ingerencji służb dyspozytorskich. Może to być modyfikacja istniejących regulatorów napięcia transformatorów jak również dodatkowy moduł w nowych regulatorach lub całkowicie nowe rozwiązanie sprzętowe. Taki moduł, bądź autonomiczne urządzenie, pracując na przygotowanym modelu sieci, przy wykorzystaniu aktualnych, ograniczonych danych pomiarowych, może dzięki zastosowaniu algorytmu optymalizującego wypracować wartość napięcia zadanego na szynach sieci SN. Przy stosunkowo niewielkich modyfikacjach w układach telemechaniki można także przesyłać sygnały i sterowania z urządzenia (modułu) do źródeł generacji rozproszonej, decydujące

o wartości mocy biernej w nich generowanej. Wpłynie to bezpośrednio na poprawę jakości napięcia w sieci rozdzielczej.

8.2 Osiągnięcia rozprawy

W rozprawie przedstawiono koncepcję linowego modelu sieci rozdzielczej średniego napięcia, propozycję metody przygotowania jego parametrów oraz przykład praktycznego wykorzystania zaproponowanego modelu do optymalizacji warunków napięciowych sieci rozdzielczej. Przeprowadzone obliczenia dla wielu, losowo zmieniających się stanów obciążeń sieci oraz różnych poziomów generacji w źródłach rozproszonych, potwierdziły poprawność działania zmodyfikowanego układu regulacji wykorzystującego zaproponowany model. Można więc stwierdzić, że teza postawiona na wstępie rozprawy została udowodniona.

Do oryginalnych osiągnięć pracy autor zalicza:

- przeprowadzenie pogłębionych studiów nad wpływem generacji rozproszonej na profil napięciowy sieci średniego napięcia;
- opracowanie modelu liniowego sieci rozdzielczej z generacją rozproszoną, pozwalającego na szacowanie wartości napięć węzłów odbiorczych w czasie rzeczywistym na podstawie ograniczonej liczby danych;
- zastosowanie opracowanego modelu sieci do optymalizacji pracy sieci rzeczywistej w różnych, losowo zmieniających się, stanach obciążeń i dla różnych poziomów generacji mocy w źródłach rozproszonych;
- przedstawienie propozycji nowej architektury układu regulacji napięcia transformatora 110kV/SN uwzględniającego obecność w sieci źródeł rozproszonych i pozwalającego na ich aktywny udział w zapewnieniu optymalnych wartości napięcia w węzłach odbiorczych sieci SN.

8.3 Kierunki dalszych prac

Praktyczne wdrożenie proponowanego układu regulacji napięcia powinno być poprzedzone badaniami rzeczywistego układu sieci SN. Badania poprawności szacowania napięć w węzłach sieci i wyznaczania parametrów modelu liniowego mogłyby być jednak przeprowadzone tylko wówczas, gdyby sieć została wyposażona w układy do pomiaru napięć i archiwizacji wyników w wielu węzłach. Jest to oczywiście wykonalne, jednak dość kosztowne i wymaga zainteresowania problemem przynajmniej jednej ze spółek dystrybucyjnych.

Doświadczenie podpowiada, że nie jest konieczne szacowanie napięć we wszystkich węzłach sieci w celu poszukiwania optymalnych wielkości sterujących. Wiadomo przecież, że w praktyce największe wartości napięć występują w węźle zasilającym oraz

w węzłach sieci, w których są przyłączone źródła. Najniższych wartości napięć można się spodziewać w węzłach peryferyjnych, oddalonych od źródeł i z dużymi obciążeniami. Pomiędzy tymi węzłami napięcia przyjmują wartości pośrednie. Wydaje się możliwe zaproponowanie funkcji interpolacyjnych dzięki którym optymalizacja byłaby przeprowadzana na zredukowanym modelu sieci.

Kolejne ciekawe zagadnienie to próba wykorzystania w szacowaniu wartości napięć większej liczby wyników pomiarowych. Jeśli możliwe jest pobieranie z układów telemechaniki informacji o stanie pracy źródeł rozproszonych (stan pracy i wartość mocy generowanej), to również można pobierać informacje o wartości napięcia w węzle przyłączenia źródła (pod warunkiem zainstalowania odpowiednich układów pomiarowych). Z pewnością wielkość ta będzie bardziej dokładna od szacowanej. Te dokładniejsze wartości pomiarowe należałoby wykorzystać do ciągłej korekty współczynników modelu sieci tym bardziej, że w przyszłości można się spodziewać dalszego rozwoju układów pomiarowych i telemechaniki elektroenergetycznej. Nie jest więc wykluczone, że większa liczba węzłów sieci rozdzielczej będzie wyposażana w tego typu rozwiązania.

Tak jak wspomniano uprzednio dalszymi badaniami można objąć metodę rozwiązania zadania optymalizacyjnego, traktując wybór metody Newtona jako wstępny. Dalszego wyboru można dokonywać między innymi po kątem możliwości implementacji algorytmu obliczeniowego bezpośrednio w sterowniku pełniącym funkcje regulatora napięcia transformatora 110 kV/SN. Także przedstawione w rozdziale 7 metody poszukiwania związków regresyjnych pomiędzy optymalnymi wartościami mocy biernych i napięcia zasilającego (sterowaniami) a wymuszeniami (moce generowane w źródłach i obciążenie sieci) powinny być kontynuowane i rozwijane, gdyż ich zgodność z intuicją inżynierską jest oczywista.

Pamiętając o konieczności utrzymania wolnego trybu regulacji realizowanej przez podobciążeniowy przełącznik zaczepów transformatora 110 kV/SN warto rozważyć możliwości szybkiej regulacji mocy biernej w źródłach rozproszonych do kompensowania niekorzystnych zmian napięcia o dużej dynamice (zapadów i wahań).

9 Literatura

9.1 Książki, artykuły, referaty konferencyjne, materiały firmowe

1. Ackermann T., Anderson G., Soder L.: *Distributed Generation*, Electric Power System Research, 5793: 195 – 204, 2001.
2. Ailleret P.: *L'introduction de la mesure dans la notion de qualite de service d'une distribution d'electricite et son interet at point de vue de la conception des reseaux*. Bul. Soc. Franc. Electr. Nr 1, 1956.
3. Amborski K.: *Podstawy metod optymalizacji*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2009.
4. AMP – wytyczne doboru automatyki zabezpieczeniowej, Svensk Energi – AB, 2002.
5. Bernas S.: *Systemy elektroenergetyczne*. WNT, Warszawa 1986.
6. Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny, Energetyka, Zeszyt tematyczny nr II. Poznań 14 – 15 kwietnia 2004.
7. Boczar T.: *Energetyka wiatrowa: aktualne możliwości wykorzystania*. Wyd. Pomiary Automatyka Kontrola. Warszawa 2008.
8. Brożek J., Bąchorek W.: *Analiza pracy sieci dystrybucyjnej z generacją rozproszoną przy różnym stopniu obciążeń sieci*. Przegląd Elektrotechniczny nr 3/2009.
9. Brożek J.: *Wpływ generacji rozproszonej na straty mocy i energii w elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej*. Przegląd Elektrotechniczny nr 9/2006.
10. Chmielak T.: *Technologie energetyczne*. WNT, Warszawa 2008.
11. Degner T., Schmid J., Strauss P.: *Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources*. Final Public Report. Kassel: ISET e.V., 5 – 2006.
12. Dokumentacja techniczno – ruchowa regulatora UTXvRNT2 firmy COMPUTERS & CONTROL, <http://www.candc.pl>.
13. Dolny R. i inni: *Instrukcja eksploatacji układów regulacji napięcia transformatorów*. SEP Oddz. Wrocław 1984.
14. Dondia P., et al. *Network integration of distributed power generation*, Journal of Power Sources, 106: 1 – 9, 2002.
15. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/77/WE w sprawie promocji elektryczności ze źródeł odnawialnych na wewnętrznym rynku energii.

16. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej 2004/8/WE w sprawie zwiększania sprawności wytwarzania energii elektrycznej poprzez promowanie kogeneracji.
17. Electricity Association: *Recommendation for the connection of embedded generation plant to Public Electricity Suppliers' distribution systems*. Engineering Recommendation G59/1, Amendment 2, 1994.
18. Energy policy for a competitive Europe <http://ec.europa.eu>.
19. European Technology Platform for the Electricity Networks of the Future <http://www.smartgrids.eu>.
20. Gaussens P., Cazalet P.: *Le reglage de la tension densles reseaux de distribution*. Bull. Soc. Franc Elestr. Nr 7, 1960.
21. Geidl M.: *Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art*, Power Systems Laboratory, ETH, Zurich 2005.
22. Hadjasaid N., Canard J.F., Dumas F.: *Dispersed generation impact on distribution networks*, IEEE Computer Applications in Power, 12 92): 22 – 28, 1999.
23. Heier S.: *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. John Wiley & Sons, Ltd. West Sussex, England 2006.
24. Horak J., Gawlak A., Szkutnik J.: *Sieć elektroenergetyczna jako zbiór elementów*. Wydaw. Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 1998.
25. Horak J., Popczyk J.: *Eksplatacja elektroenergetycznych sieci rozdzielczych*. WNT, Warszawa 1985.
26. IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems. ANSI/IEEE Std. 1001. 1988 r.
27. IEEE P1547 Standard for Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems.
28. Informacje o pakiecie do analizy pracy sieci elektroenergetycznej PowerWorld www.powerworld.com.
29. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Informacje internetowe spółek dystrybucyjnych, stan na początek 2010 roku.
30. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Informacje OSP <http://www.pse-operator.pl>.
31. Jenkins N. i inni: *Embedded Generation*, IEE 2000.
32. Jezierski E.: *Transformatory*. WNT, Warszawa 1983.
33. Kacejko P., Machowski J.: *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa 2002.

-
34. Kacejko P.: *Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004 r.
 35. Kahl T.: *Sieci elektroenergetyczne*. WNT, Warszawa 1984.
 36. Kamieński Z.: *Lokalne wykorzystanie biomasy*, Czysta energia, marzec 2008 r.
 37. Kaszowska B., Kucharska B.: *Zbiór zadań z sieci i systemów elektroenergetycznych*. Cz. 1. Wydawnictwo Politechniki Opolskiej, Opole 1999.
 38. Kinsner K.: *Sieci elektroenergetyczne*. Wyd. Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1993.
 39. Kot A.: *Optymalna regulacja napięcia w sieciach średniego napięcia zawierających źródła generacji rozproszonej*. Praca doktorska. Kraków, kwiecień 2005.
 40. Kremens Z., Sobierajski M.: *Analiza systemów elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa 1996.
 41. Kujszczyk Sz i inni: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. Tom 1 i 2. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2004.
 42. Kulczycki J i inni.: *Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych*. Wyd. PTPiREE, Poznań 2009.
 43. Latek W.: *Teoria maszyn elektrycznych*. WNT, Warszawa 1987.
 44. Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F.: *Elektrownie*. WNT Warszawa 2006.
 45. Lewandowski W. M.: *Proekologiczne źródła energii odnawialnej*. WNT, Warszawa 2002
 46. Lubośny Z.: *Elektrownie wiatrowe w Systemie Elektroenergetycznym*. WNT, Warszawa 2007.
 47. Lund P. i inni: *Connection of distribution – effect on Power system*. Technical report. SINTEF Energy Research Norway 2003.
 48. Machowski J., Bialek J. W., Bumby J. R.: *Power system dynamics, stability and control*. 2nd ed. John Wiley & Sons, cop. 2008.
 49. Machowski J.: *Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
 50. Materiały informacyjne producenta mikroturbin – firmy Capstone Turbine Corporation <http://www.capstoneturbine.com>.
 51. Materiały informacyjne producenta ogniw paliwowych – firmy Ballard <http://www.ballard.com/>.
 52. Materiały informacyjne producenta regulatora ARST-01 – firmy Mikronika <http://www.mikronika.pl/>.
-

53. Materiały informacyjne producenta regulatorów napięcia – Instytutu Elektroenergetyki Oddział Gdańsk <http://www.ien.gda.pl/>.
54. Momoh J. A.: *Electric Power System Applications of Optimization*. CRC Press, Taylor & Francis Group 2009.
55. Mozina C.J.: *Interconnect protection of IPP generators at commercial/industrial facilities*, IEEE Transactions on Industry Applications, 37(3): 681 – 688, 2001.
56. Muras Z.: *Funkcjonowanie systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii – rola i zadania Prezesa URE*. Materiały konferencyjne XV Konferencji Naukowo – Technicznej REE'09. Kazimierz Dolny, 11 – 14 maja 2009.
57. Najważniejsze zagadnienia dotyczące funkcjonowania sektora elektroenergetycznego w Polsce, opracowanie zespołu PSE – Operator, PKE, PGE oraz ZE PAK., luty 2008 r.
58. Overbye T. J, Weber J. D.: *Visualization of Power System Data*. System Sciences, 2000. Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences. Publication Date: 4 – 7 Jan 2000.
59. Papathanassiou S. A.: *A technical evaluation framework for the connection of DG to the distribution network*. Electric Power Systems Research 77 (2007) 24 – 34.
60. Paska J.: *Generacja rozproszona a niezawodność systemu elektroenergetycznego*. Elektroenergetyka – Technika, Ekonomia, Organizacja, nr 3/2002.
61. Plamitzer A.: *Maszyny elektryczne*. WNT, Warszawa 1986.
62. PN – IEC 60038:1999 "Napięcie znormalizowane IEC".
63. Polityka energetyczna Polski do 2030 r. <http://www.mg.gov.pl>
64. Pomoc do dodatku Solver pakietu MS Excell.
65. Popczyk J.: *Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa, 1991.
66. Poradnik inżyniera elektryka. Tom 3. WNT, Warszawa 2005.
67. Przedmojska K.: *Wybrane problemy współpracy małych generatorów z systemem elektroenergetycznym i ich „odcinania” w sytuacjach awaryjnych.*, XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata 2003.
68. Przepisy Budowy Urządzeń Elektroenergetycznych. WEMA, Warszawa 1988.
69. Puchalski T.: *Statystyka, Wykład podstawowych zagadnień*. Warszawa 1978.
70. Rojewski W., Sobierajski M., Mikoś B., Smal R., Złoczyński W.: *Problemy napięciowe w terenowej sieci średniego napięcia (SN) z lokalną elektrociepłownią*. Materiały IX Międzynarodowej Konferencji Naukowej APE'03 Tom IV. Jurata 2003.

71. Rosołowski E.: *Automatyka zabezpieczeniowa układów generacji rozproszonej*. Wiadomości Elektrotechniczne, nr 3, 2004.
72. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia..., Dz. U. Nr 156, poz. 969 z dnia 28 sierpnia 2008.
73. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowego warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego Dz. U. Nr 93, poz. 623 z dnia 29 maja 2007 z późniejszymi zmianami.
74. Skomudek W.: *System detekcji zakłóceń sieciowych i aktywnego odciążania*, Konferencja Invention'07 – Politechnika Śląska i Energopomiar – Energotest, Ustronie, październik 2007.
75. Skorek J., Kalina J.: *Gazowe układy kogeneracyjne*. WNT, Warszawa 2005.
76. Stachurski A., Wierzbicki P. A.: *Podstawy optymalizacji*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2001.
77. Strojny J., Strzałka J.: *Zbiór zadań z sieci elektrycznych*. Cz. 1 i 2. Uczelniane Wydawnictwo Naukowo – Techniczne AGH, Kraków 2000.
78. Szpyra W.: *Estymacja poziomów napięć oraz strat mocy w sieci rozdzielczej z rozproszonymi źródłami energii przy wykorzystaniu sieci neuronowych*. Przegląd Elektrotechniczny nr 9/2006.
79. Szymczyk J.: *Czy możliwe jest zbudowanie nowoczesnej energetyki w Polsce bez modernizacji i rozwoju ciepłownictwa sieciowego*. Rynek Energii str. 2 – 6, Nr 6 (73) grudzień 2007.
80. Walat. W., Gancarz A.: *Zastosowanie komputera w procesie optymalnej regulacji napięcia w sieci rozdzielczej zawierającej lokalne źródło mocy*. XVIII Seminarium Zastosowania Komputerów w nauce i Technice. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr. 25, Gdańsk 2008.
81. Wilkosz K.: *Problemy systemów elektroenergetycznych*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2002.
82. Wiśniewski T.: *Wpływ odchylenia napięcia zasilającego na zmianę kosztów eksploatacyjnych elektrycznych odbiorników w miejskich gospodarstwach domowych*. Przegląd Elektrotechniczny, Nr 12, 1970.
83. Wójcik J.: *Model matematyczny małej elektrowni wodnej z generatorami synchronicznymi do badania regulacji napięcia*. Rozprawa doktorska. Wrocław 2007.
84. Wolc A., Kocik W.: *Doświadczenia z przyłączania źródeł energetyki rozproszonej do sieci zakładów energetycznych*. IX Seminarium Energotest – Energopomiar. Zawiercie 2004.

85. Wróblewska S.: *Wytyczne wyposażenia jednostek wytwórczych i transformatorów w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową, zalecenia Instytutu Energetyki*, VIII Ogólnopolska Konferencja Zabezpieczenia Przekaznikowe w Energetyce, Łódź 2005.
86. Wróblewska S.: *Zabezpieczenia generatora synchronicznego małej średniej mocy*. Elektro Info Nr. 2(13) 2003.
87. Wskazówki projektowania sieci elektroenergetycznych w zakładach przemysłowych. Wyd. III. Wydawnictwo BISTYP, Warszawa 1974.
88. Wytyczne projektowania sieci elektroenergetycznych. Zjednoczenie Energetyki. Zakład Sieci Rozdzielczych, Warszawa – Katowice 1986 NSR-738/85.
89. Zajczyk R.: *Modele matematyczne systemu elektroenergetycznego do badania elektromechanicznych stanów nieustalonych i procesów regulacyjnych*. Wyd. Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2003.

9.2 Wykaz prac z zakresu analizy sieci elektroenergetycznych które powstały przy współudziale autora rozprawy

Artykuły i referaty

- P1. Kacejko P., Adamek S.: *Dopasowane poziomu generacji do możliwości przesyłowych systemu elektroenergetycznego na przykładzie Elektrociepłowni Lublin – Wrotków*. Rynek Energii, nr 6(43) grudzień 2002
- P2. Adamek S., Rutka Z.: *Współczesne tendencje rozwojowe układów energetyki rozproszonej*. Materiały konferencji EWSEE 2002, Ciechocinek, październik 2002.
- P3. Adamek S., Kacejko P.: *Analiza możliwości zastosowania programu Eurostag do badania stabilności generatorów małej mocy przyłączonych do sieci nn i SN*. Materiały konferencji EWSEE 2002, Ciechocinek, październik 2002.
- P4. Kacejko P., Adamek S.: *Automatyka odciażająca bloku gazowo-parowego elektrociepłowni Lublin Wrotków*. Automatyka Elektroenergetyczna 1/2003 (38)
- P5. Kacejko P., Adamek S.: *Współpraca małych źródeł wytwórczych w sieci elektroenergetycznej*. Materiały IV Seminarium Naukowo – Technicznego Trendy rozwojowe i inwestycyjne w elektroenergetyce, Zakopane, 27 – 30.01.2003.
- P6. Kacejko P., Adamek S.: *Wykorzystanie automatyki programowalnej firmy ELKOMTECH SA do kontroli poziomu generacji mocy na przykładzie elektrociepłowni Lublin – Wrotków*. Materiały konferencji „Sterowanie i nadzór nad siecią elektroenergetyczną”. Łódź, 14 – 16.05.2003.
- P7. Kacejko P., Adamek S.: *Techniczne aspekty przyłączania agregatu kogeneracyjnego do miejskiej sieci średniego napięcia*. Materiały XI Międzynarodowej Konferencji Naukowej Aktualne Problemy w Elektroenergetyce. Jurata, 11 – 13.06.2003 (tom IV).

- P8. Kacejko P., Adamek S.: *AUTOMATIC CO-ORDINATION OF POWER GENERATION LEVEL WITH THERMAL CAPACITY OF TRANSMISSION LINES*. Proceedings of the 3rd IASTED International Conference POWER AND ENERGY SYSTEMS Marbella, Hiszpania, 3 – 5.09.2003.
- P9. Kacejko P., Adamek S.: *Wykorzystanie automatyki programowalnej firmy ELKOMTECH SA do kontroli poziomu generacji mocy na przykładzie elektrociepłowni Lublin – Wrotków*. Materiały Ogólnopolskiej Konferencji Zabezpieczenia przekaźnikowe w energetyce. Ameliówka, 15 – 17.10.2003
- P10. Kacejko P., Adamek S.: *Problematyka formalno-prawna budowy jednostek energetyki rozproszonej*. Konferencja naukowo – techniczna Gospodarka Energetyczna Gmin Lubelszczyzny, stan aktualny, prognozy rozwoju, finansowanie. Lublin, 30.09.2004
- P11. Szymanek M. Adamek S.: *Automatyczne wydzielenie układu wyspowego w warunkach zagrożenia awaryjnego typu blackout*. Seminarium doktorantów PL Lublin, 2004 Materiały z seminarium.
- P12. Kacejko P., Adamek S.: *Automatyka zabezpieczeniowa generatorów energetyki rozproszonej – wymagania, praktyka, kierunki zmian*. V Konferencja naukowo – techniczna Elektroenergetyczne Sieci Rozdzielcze. Wrocław 15 – 17. 09.2004.
- P13. Kacejko P., Adamek S.: *Generacja rozproszona – wybrane problemy doboru nastawień automatyki zabezpieczeniowej*. Automatyka Elektroenergetyczna 2/2005.
- P14. Kacejko P., Adamek S., *Generacja rozproszona – wybrane problemy doboru nastawień automatyki zabezpieczeniowej*. VII Konferencja Automatyzacja Sieci Średnich Napięć. Krasnobród, czerwiec 2005.
- P15. Kacejko P., Adamek S., Miller P.: *Statystyka poziomów mocy zwarciorowej w sieciach 110 kV jako wskaźnik możliwości przyłączenia do sieci źródeł i odbiorników pogarszających jakość energii*. III Konferencja Naukowo – Techniczna Jakość Energii Elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych w Polsce. Wisła 2005.
- P16. Kacejko P., Adamek S.: *Ocena skuteczności nastaw zabezpieczeń w sieci 110 kV w kontekście zagrożenia stabilnej pracy generatorów elektrociepłowni w aglomeracjach miejskich*. Energetyka, zeszyt tematyczny nr VII 2005, ss. 75 – 77.
- P17. Kacejko P., Adamek S., Trębski R.: *Ocena skuteczności nastaw zabezpieczeń w sieci 110 kV w kontekście zagrożenia stabilnej pracy generatorów elektrociepłowni w aglomeracjach miejskich*. materiały XII Międzynarodowej Konferencji Naukowej "Aktualne problemy w elektroenergetyce" (APE 2005), tom II, ss. 27 – 33, Gdańsk – Jurata, 8 – 10 czerwca 2005.
- P18. Kacejko P., Adamek S.: *Wybrane problemy doboru nastawień automatyki zabezpieczeniowej układów kogeneracji gazowej*. Materiały Seminarium '06"Automatyka Elektroenergetyczna w Elektrowniach" Turów – Złotniki Lubańskie, 07 – 09.06.2006.
- P19. Kacejko P., Adamek S.: *Gazowe układy kogeneracyjne*. Wiadomości Elektrotechniczne nr 7/2006.

- P20. Kacejko P.: Frąckiewicz W., Wancerz M., Adamek S.: *Analiza wpływu nowoprzylączanych małych elektrowni na system elektroenergetyczny*. materiały międzynarodowej konferencji naukowo – technicznej „Hydroforum”, ss. 189 – 202, Zamek Kliczków, 7 – 9 grudnia 2005.
- P21. Kacejko P., Adamek S., Miller P., Głaz M., Trębski R.: *Problematyka doboru nastawień zabezpieczeń od poślizgu biegunów wirników wzbudzonych turbogeneratorów*. materiały XIII Międzynarodowej Konferencji Naukowej „Aktualne problemy w elektroenergetyce” (APE’07), ss. 23 – 33, Jurata, 13 – 15 czerwca 2007.
- P22. Kacejko P., Adamek S.: *Problematyka przyłączeniowa układów biogazowych do sieci średniego napięcia na przykładzie wysypiska Rokitno*. materiały X Ogólnopolskiej Konferencji „Zabezpieczenia Przekaznikowe w Energetyce”, ss. 31 – 40, Nałęczów, 3 – 5 października 2007.
- P23. Kacejko P., Adamek S., Pijarski P.: *Ocena oddziaływania generacji rozproszonej na statyczne wskaźniki jakości napięcia w terenowych sieciach rozdzielczych*. Materiały XIV Międzynarodowej Konferencji Naukowej Aktualne Problemy w Elektroenergetyce (APE’09) Tom IV, Jurata, 3 – 5 czerwca 2009.
- P24. Kacejko P., Adamek S.: *Regulacja napięcia w sieciach rozdzielczych średniego napięcia z generacją rozproszoną*. Przegląd Elektrotechniczny (w druku).

Raporty z prac badawczych (niepublikowane)

- B1. Kacejko P. (kierownik projektu), Wancerz M., Miller P., Adamek S., Jędrychowski T.: *Wpływ generacji rozproszonej na warunki pracy systemu elektroenergetycznego* Raport z realizacji grantu PB 8T10B 025 20, umowa 1643/T10/2001/20 Lublin 2001 – 2003.
- B2. Kacejko P. (kierownik pracy), Wancerz M., Adamek S., Pijarski P.: *Identyfikacja stanu istniejącego i kierunków rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce, z uwzględnieniem wrażliwości jednostek wytwórczych na warunki awaryjne systemu elektroenergetycznego*. Raport z realizacji: Zadanie: 5 Podzadanie 5.1 PROJEKT BADAWCZY ZAMAWIANY Nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE KRAJU” Gdańsk 2007.
- B3. Kacejko P. (kierownik pracy), Wancerz M., Miller P., Adamek S., Pijarski P., Podziemski T., Bałut H., Prasalek K.: *Technologie, rozmieszczenie oraz struktura własnościowa źródeł energii elektrycznej z uwzględnieniem wytwarzania rozproszonego i zasobników energii*. Raport z realizacji: Zadanie: 5.1 Podzadanie 5.1.4 Podzadanie 5.1.6 Podzadanie 5.1.9 PROJEKT BADAWCZY ZAMAWIANY Nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE KRAJU” Gdańsk 2008.
- B4. Kacejko P. (kierownik pracy), Wancerz M., Miller P., Adamek S.: *Struktura techniczna i własnościowa sieci rozdzielczych, ich powiązania wzajemne i z siecią przesyłową*. Raport z realizacji: Zadanie: 5.3 Podzadanie 5.3.6 Podzadanie 5.3.9

- PROJEKT BADAWCZY ZAMAWIANY Nr PBZ – MeiN – 1/2/2006 „BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE KRAJU” Gdańsk 2008.
- B5. Kacejko P. (kierownik pracy), Wancerz M., Adamek S., Pijarski P.: *Symulacje quasi ustalonych stanów nienormalnych i awaryjnych*. Raport z realizacji: Zadanie: 6.1 Podzadanie 6.1.9 PROJEKT BADAWCZY ZAMAWIANY Nr PBZ – MeiN – 1/2/2006 „BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE KRAJU” Gdańsk 2008.
- B6. Kacejko P. (kierownik pracy), Wydra M., Adamek S., Pijarski P.: *Symulacja lokalnych deficytów mocy w sieciach rozdzielczych w różnych horyzontach czasowych*. Raport z realizacji: Zadanie: 6.1 Podzadanie 6.1.2C Podzadanie 6.1.2D PROJEKT BADAWCZY ZAMAWIANY Nr PBZ – MeiN – 1/2/2006 „BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE KRAJU” Gdańsk 2008.

Ekspertyzy i prace dla podmiotów gospodarczych (niepublikowane)

- E1. Kacejko P., Miller P., Adamek S.: *Analiza wpływu bloku gazowo-parowego przewidzianego do uruchomienia w Elektrociepłowni Lublin –Wrotków na sieć 110 kV i sieć przesyłową wraz z oceną stabilności*. Praca wykonana na zamówienie EC Lublin-Wrotków, Lublin 2001.
- E2. Kacejko P., Miller P., Adamek S.: *Analiza stabilności dynamicznej generatora bloku gazowo – parowego Elektrociepłowni Rzeszów SA*. Praca wykonana na zamówienie Elektrociepłowni Rzeszów SA, Lublin 2001.
- E3. Kacejko P., Miller P., Adamek S.: *Analiza możliwości zastosowania turbiny gazowej tłoczni gazu w Hołowczycach do produkcji energii elektrycznej*. Praca wykonana dla potrzeb PGNiG Warszawa, Lublin 2001 r.
- E4. Kacejko P., Adamek S., Oleśkiewicz R.: *Koncepcja, projekt i przygotowanie prób odbiorczych układu automatyki odciażającej bloku gazowo parowego Elektrociepłowni Lublin Wrotków*. Opracowanie w ramach prac wykonanych przez firmę Elkomtech Łódź na rzecz EC Lublin Wrotków, Lublin – Łódź 2002.
- E5. Kacejko P., Adamek S.: *Analiza oddziaływania agregatu kogeneracyjnego przyłączonego do szyn niskiego napięcia stacji transformatorowej RZG1 na sieć elektroenergetyczną*. Praca wykonana na zlecenie Zakładu Gazowniczego w Rzeszowie, Lublin 2002.
- E6. Kacejko P., Miller P., Adamek S.: *Analiza określająca wpływ nowych zespołów prądotwórczych przewidzianych do wprowadzenia w MEW Olawa II na system elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zamówienie firmy Elektrownia Wodna we Włocławku sp. z o.o., Lublin 2003.
- E7. Kacejko P., Wancerz M., Miller P., Adamek S.: *Analiza technicznych możliwości zwiększenia poziomu maksymalnej mocy przesyłanej z Elektrowni Berezowskiej do sieci 110 kV Lubezł SA ze 120 do 140 MW*. Praca wykonana na zamówienie firmy Heat Engineering Poland sp. z. o.o., Lublin 2003.

- E8. Kacejko P., Adamek S.: *Określenie wpływu modernizacji układu regulacji bloków 5 i 6 w Elektrowni Berezowskiej na stabilność współpracy z siecią 110 kV Lubzel SA*. Praca wykonana na zamówienie przedsiębiorstwa Heat Engineering Poland, sp. z o.o., Lublin 2004.
- E9. Kacejko P., Adamek S.: *Określenie parametrów nastawień zabezpieczeń REG – 216 Bloków nr 5 i 6 Elektrowni Berezowskiej*. Praca wykonana na zamówienie przedsiębiorstwa Heat Engineering Poland, sp. z o.o., Lublin 2004.
- E10. Kacejko P., Wancerz M., Adamek S., Pijarski P.: *Analiza wpływu modernizacji stacji 110 kV Zbąszynek na system elektroenergetyczny*. Praca wykonana we współpracy z ABB Sp. z o.o. na zamówienie firmy Swedwood Poland SA, Lublin 2005.
- E11. Kacejko P., Adamek S., Pijarski P.: *Instrukcja wydzielenia „wyspy” EC Ostrołęka A oraz podania napięcia i mocy rozruchowej do Elektrociepłowni Siekierki i Elektrociepłowni Żerań*. Praca wykonywana na zamówienie firmy PSE – Operator SA, Lublin 2004 – 2005.
- E12. Kacejko P., Adamek S., Pijarski P.: *Badanie warunków rozptylowych współpracy bloku o mocy 215 MW zainstalowanego w Elektrowni Berezowskiej z polskim systemem elektroenergetycznym*. Praca wykonana na zamówienie przedsiębiorstwa Heat Engineering Poland, sp. z o.o., Lublin 2005.
- E13. Kacejko P., Miller P., Wancerz M., Adamek S., Pijarski P.: *Ekspertyza wpływu przyłączenia jednostki wytwórczej 50 MW do szyn 110 kV stacji 110/6 kV Bogdanka na system elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zamówienie przedsiębiorstwa Łęczyńska Energetyka" Sp. z o.o. w Bogdanie, Lublin 2006.
- E14. Kacejko P., Miller P., Wancerz M., Adamek S.: *Opracowanie zasad koordynacji nastaw zabezpieczeń od poślizgu generatora w aspekcie wymagań dotyczących warunków stabilności KSE*. Praca wykonywana na zamówienie PSE – Operator SA, Warszawa 2006.
- E15. Kacejko P., Adamek S.: *Analiza wpływu przyłączenia jednostki wytwórczej 500 kW zainstalowanej na wysypisku śmieci Rokito do sieci SN przedsiębiorstwa LUBZEL S.A*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2006.
- E16. Kacejko P., Miller P., Pijarski P., Adamek S.: *Opracowanie założeń dla analiz systemowych automatyki przeciwkołysaniowej (APKO) w SE Pątnów*. Praca wykonana na zlecenie PSE S.A. w Warszawie 2008.
- E17. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Wykonanie ekspertyzy oceniającej wpływ na System Elektroenergetyczny farmy wiatrowej WYSOKA k/Łańcuta*. Praca wykonana na zlecenie ABB Sp. z o.o. w Warszawie 2008.
- E18. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Wykonanie ekspertyzy oceniającej wpływ na System Elektroenergetyczny farmy wiatrowej 20 MW KOLNISZKI w miejscowości Kolniszki, gm. Gołdap*. Praca wykonana na zlecenie „Energetyka Wiatrowa Gołdap” Sp. z o.o. w Białymstoku 2008.
- E19. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Wykonanie ekspertyzy oceniającej wpływ na System Elektroenergetyczny farmy wiatrowej 20 MW*

- SZYDŁOWIEC. Praca wykonana na zlecenie PON-THERM Farma Szydłowiec Sp. z o.o. Lublin 2008.
- E20. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ocena możliwości przyłączeniowych w zakresie generacji wiatrowej sieci elektroenergetycznej w rejonie Radom – Szydłowiec*. Praca wykonana na zlecenie Molen Wind Sp. z o.o. w Radomiu, Lublin 2008.
- E21. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Wólka Dobryńska na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E22. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Lichty na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E23. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Wyrzyki na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E24. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu przyłączenia dwóch jednostek wytwórczych o mocy 13,5 MW każda, zainstalowanych w PGE Elektrociepłownia Rzeszów SA na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie PGE Elektrociepłownia Rzeszów SA. Lublin 2009.
- E25. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Wisznice na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E26. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Ilża III na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E27. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Ciepłów na System Elektroenergetyczny*. Lublin 2009.
- E28. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Lipsko na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E29. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Tczów na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E30. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Zwoleń na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E31. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Bełżyce na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.

-
- E32. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Wyszmontów na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E33. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Wymysłów na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E34. Kacejko P., Pijarski P., Wancerz M., Adamek S., Miller P.: *Analiza wyprowadzenia mocy z bloku 858 MW PGE Elektrowni Bełchatów S.A. do krajowego systemu elektroenergetycznego wraz z oceną układu zabezpieczeń*. Praca wykonana na zlecenie PGE Elektrowni Bełchatów S.A. Lublin 2009.
- E35. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Sietesz na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E36. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Biskupie na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E37. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Szpaki na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E38. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Juniewiczze na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E39. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Olszanka na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E40. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Staszów na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2010.
- E41. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Bełżyce Zastawie na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2010.